



Naturalis

Repositorio Institucional

<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar>

Universidad Nacional de La Plata

Facultad de Ciencias Naturales y Museo



Caracterización de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el Area Loma Jarillosa Este : Enfoque petrofísico

Mariñelarena, Rodrigo

Especialista en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Dirección: Vergani, Gustavo

Co-dirección: María, Sebastián

Facultad de Ciencias Naturales y Museo
2018

Acceso en:

<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar/id/20190528001672>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons
Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional



Naturalis

Repositorio Institucional
FCNyM - UNLP

Universidad Nacional de la Plata
Especialización en Geociencias de la Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



“CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL EN EL ÁREA LOMA JARILLOSA ESTE. ENFOQUE PETROFÍSICO.”

Tesina de Posgrado

Rodrigo Mariñelarena

Director
Gustavo Vergani

Codirector
Sebastián María

Abril 2018

ÍNDICE

1. Introducción.....	7
1.A. Marco Geológico.....	8
1.A.i. Evolución Tectónica	8
1. B.ii. Regiones Morfológicas	10
1. C.iii. Estratigrafía	12
1.B. Estratigrafía Sísmica.....	14
2. Sistema Petrolero.....	18
2.A. Generalidades.....	18
2.B. Play Vaca Muerta.....	23
3. Loma Jarillosa Este.....	26
3.A. Antecedentes del área y Sistema Petrolero	26
3.B. Características de la Fm. Vaca Muerta.....	26
3.B.i. Estratigrafía y Mineralogía	26
3.B.ii. Estructura.....	29
3.B.iii. Caracterización y estratigrafía sísmica	32
3.B.iv. Geoquímica	35
4. Resultados.....	39
5. Conclusiones.....	59
6. Anexos	60
7. Bibliografía	61

PRÓLOGO

La Formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina de Argentina es la roca madre más conocida de los hidrocarburos acumulados en reservorios convencionales. La industria petrolera ha puesto en los últimos años especial interés sobre su potencial como reservorio no convencional, debido a la existencia de hidrocarburos remanentes en su matriz.

En el presente informe se ha decidido caracterizar en el área de concesión Loma Jarillosa Este a dicha formación desde el punto de vista petrofísico, específicamente caracterizando mineralógicamente el área en base al COT con el fin de identificar las zonas o intervalos de mayor potencial prospectivo.

Integra junto a la Fm. Quintuco, secuencias progradantes hacia el NO con facies carbonáticas proximales (Quintuco) y silicoclásticas distales (Vaca Muerta). Su potencia en el área tiene un promedio de 100 metros y disminuye levemente en esa dirección. Litológicamente está compuesta por margas bituminosas, cuyo contenido orgánico (COT) es considerablemente elevado en la sección basal. Estructuralmente exhibe condiciones poco complejas, evidenciada por la presencia de tres trenes de fallas normales de alto buzamiento. Los atributos sísmicos geométricos de Varianza y Curvatura, revelan esta estructuración y confirman la interpretación original.

El perfil de rayos gamma y la concentración de uranio responden respectivamente al contenido litológico y orgánico, por lo que a partir del atributo sísmico estratigráfico de Inversión Genética de cada uno de ellos, se obtuvieron volúmenes que permitieron demostrar que la sección inferior posee litologías finas y alto contenido orgánico, ya que exhiben ambos altos valores.

Analizando los perfiles eléctricos de los pozos, identificamos y correlacionamos las diferentes unidades litológicas presentes en nuestra zona de estudio. Utilizamos como guía el Perfil de rayos Gamma para poder identificar las variaciones verticales en contenido de arcillas y así determinar las unidades litológicas presentes.

Las variaciones verticales de COT previamente correlacionadas y calibradas con los datos de cutting y corona, se compararon con los diferentes perfiles de los pozos: COT vs. DTC, COT vs. Densidad, COT vs. Neutrón, COT vs Rayos Gamma Espectral, COT vs. Uranio, COT vs. Impedancia acústica, Gamma Ray vs. Gamma Uranio, Gamma Ray vs. Resistividad.

Como conclusión de estas correlaciones, podemos determinar que en base a los datos de perfiles eléctricos, los perfiles que mejor representan la riqueza orgánica de la Fm Vaca Muerta en nuestra área de estudio son el DTC y densidad. En cuanto al potencial como yacimiento no convencional, se puede distinguir claramente una sección rica en COT desde la base de la Fm. Vaca Muerta hasta la superficie MFS que a priori podría tener potencial de exploración.

En base a los datos mineralógicos que teníamos del área (pozo LJE.x-1010), ploteamos en un diagrama ternario los porcentajes normalizados de cuarzo, carbonatos y arcillas de las muestras de nuestro intervalo de interés

Los resultados contribuirán a un mejor conocimiento de la Fm. Vaca Muerta, proveyendo una base para la predicción y delineación de reservorios no convencionales.

INTRODUCCIÓN

La Fm. Vaca Muerta constituye uno de los recursos de hidrocarburos no convencional de excelencia mundial. Su jerarquía como la roca madre más importante de la Cuenca Neuquina en la Argentina es conocida prácticamente desde los inicios de la actividad petrolera en dicha cuenca. Sin embargo, el auge que adquirió en los últimos diez años responde esencialmente al agotamiento natural de los plays convencionales, pero también a sus características geoquímicas, petrofísicas y geográficas muy atractivas. De aquí entonces su importancia y la necesidad de prospección que revele zonas apropiadas para su desarrollo.

El bloque Loma Jarillosa Este se sitúa a 60 km al noroeste de la ciudad de Neuquén en la región centro-este de la cuenca neuquina próximo al límite provincial entre Río Negro y Neuquén. Su desarrollo como yacimiento convencional, siendo la Fm. Tordillo la roca reservorio que se decidió explotar, comenzó en el año 2008, encontrándose a la fecha su producción casi agotada. Pero el nuevo contexto exploratorio de reservorios no convencionales puso interés en la Fm. Vaca Muerta del área, al igual que en otras áreas de la cuenca.

En este trabajo exploratorio se pretende caracterizar como reservorio no convencional a dicha formación desde un enfoque petrofísico en el área de concesión Loma Jarillosa Este y evaluar su potencial prospectivo.

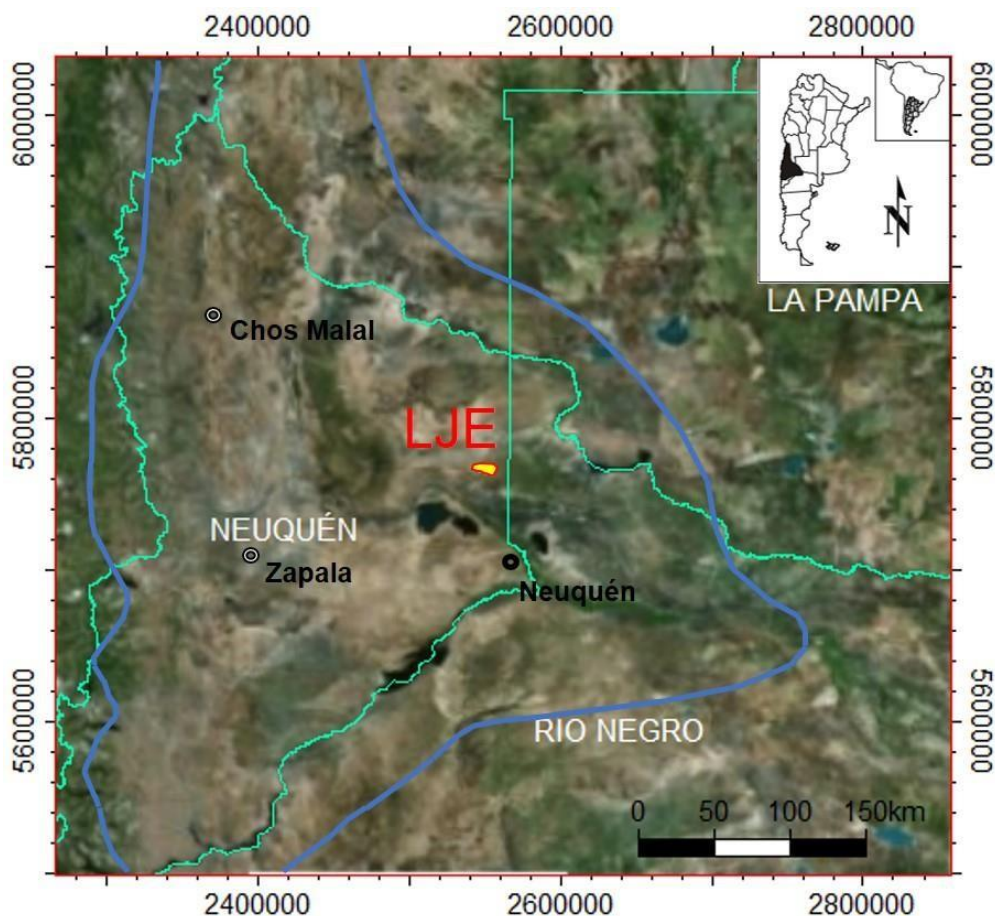


Figura 1. Ubicación del área Loma Jarillosa Este. En línea azul el límite de la Cuenca Neuquina.

MARCO GEOLÓGICO

Evolución Tectónica

La cuenca neuquina está ubicada al este de los Andes en el norte de la Patagonia. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina, abarcando las provincias de Neuquén y parte de Mendoza, La Pampa y Rio Negro. Su registro estratigráfico de más de 6000 m de espesor incluye tanto facies continentales como marinas siliciclásticas, carbonáticas y evaporíticas con edades que van desde el Triásico al Paleógeno (figura 2).

Desde el punto de vista hidrocarburífero es la cuenca más importante del país con el 41% de la producción total de petróleo en la Argentina y el 59% de la producción de gas (Revista Petrotécnica N°4, IAP, 2017).

Su historia geológica está marcada por diferentes etapas tectónicas que han quedado plasmadas en el registro sedimentario (tomado del Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 2011, Neuquen):

1. **Syn-rift** (Triásico superior – Jurásico inferior). Desarrollo del ciclo Precuyano (Gulisano et al., 1984) y parte del Cuyano inferior sobre un basamento integrado por metamorfitas silúricas y devónicas, y, plutonitas y vulcanitas del carbonífero - triásico inferior incluidas de forma general dentro del Grupo Choiyoi (figura 2).

2 **Post-rift** (Jurásico medio – Cretácico inferior). Durante el Jurásico inferior y medio comenzó la subducción en el margen occidental de Gondwana (Franzese et al., 2003) y a partir del Jurásico superior ya se había desarrollado el arco magmático. La subsidencia generada en el retroarco originó las condiciones para que se produjeran transgresiones desde el Océano Pacífico a través de aperturas en el arco (Spalletti et al., 2000; Macdonald et al., 2003), que junto con la extensión detrás del arco propiciaron la depositación de potentes sucesiones sedimentarias que involucran cambios en el nivel del mar, en las tasas de aporte sedimentario y subsidencia (Howell 2005). Los depósitos de esta etapa se dividen según Groeber en dos grandes ciclos sedimentarios separados por discordancias regionales: ciclo Jurásico y ciclo Ándico (figura 2).

-Ciclo Jurásico (Hettangiano-Oxfordiano).

Constituido por sedimentitas marinas del Grupo Cuyo (Fm. Los Molles y Fm. Lajas) de aproximadamente 2500 m de espesor, dónde se registra en el Pliensbaquiano la máxima expansión del mar [Subciclo Cuyano (Hettangiano – Calloviano medio)]. Luego de una reactivación tectónica (movimientos intercalovianos) se deposita en forma discordante la sucesión correspondiente al Grupo Lotena. El mismo está constituido por sedimentos clásticos y carbonáticos que representan un ciclo transgresivo-regresivo [Subciclo Loteniano – Chacayano (Calloviano medio – Oxfordiano superior)].

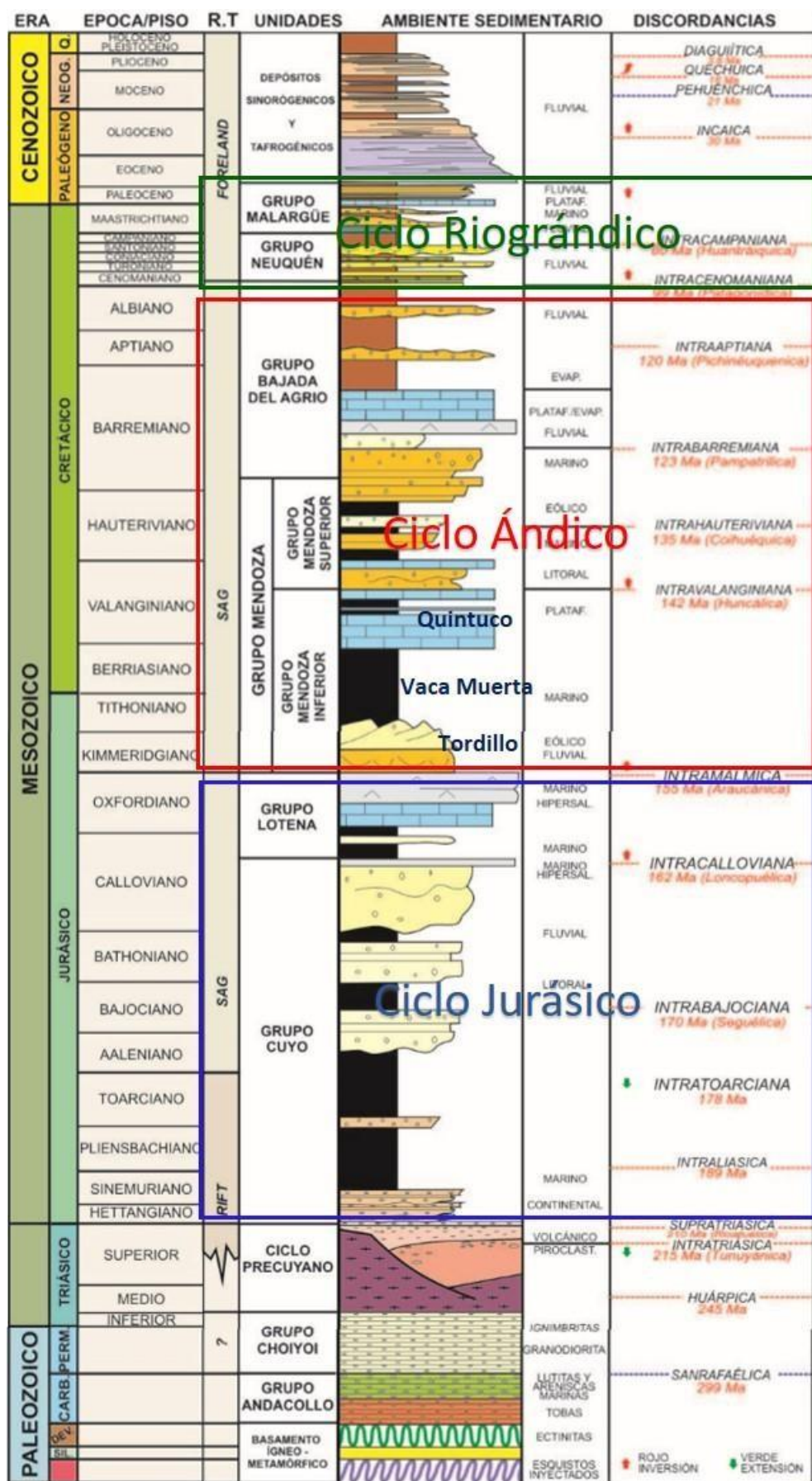


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina. Tomado de Arregui, C et al., Relatorio del XVII Congreso Geológico Argentino.

-Ciclo Ándico (Kimmeridgiano – Albiano). Se desarrolla luego de un importante cambio paleogeográfico producto del alzamiento y migración del arco volcánico (movimientos Intraméricos o Araucánicos) que anularon las conexiones de la cuenca con el Pacífico. A su vez acontece la inversión tectónica mayor de la cuenca cuyo fenómeno más conocido es la Dorsal de Huincul [Kimmeridginano], lo que provoca una reorganización del campo de esfuerzos mesozoico (caracterizando el estilo extensivo jurásico - cretácico que precedió la fragmentación del margen SO de Gondwana). Es el Grupo Mendoza que da inicio a este ciclo, con un período de sedimentación continental representado por facies aluviales, fluviales y eólicas de edad Kimmeridgiana correspondiente a la Fm. Tordillo. Por encima y de forma abrupta sobreyacen las pelitas oscuras correspondientes a la Fm. Vaca Muerta con elevado contenido de materia orgánica generadas durante una inundación marina extensa en el Tithoniano configurando una megasecuencia con un arreglo predominantemente retrogradante (Leanza et al., 2011), y secuencias progradantes clásticas y carbonáticas de la Fm. Quintuco. Luego de un importante descenso del nivel del mar durante el Valanginiano se depositó en los sectores más deprimidos una sucesión de facies continentales, transicionales y marinas (Fm. Mulichinco) que representan una cuña de mar bajo. Por encima se presentan facies marinas de la Fm. Agrio. Finalmente, el ciclo Ándico se completa con sedimentos continentales, marinos someros, y evaporitas de edad Barremiana - Aptiana conformando el Grupo Rayoso (Fm Huitrín y Fm Rayoso) (figura 2).

3. Compresión y cuenca de antepaís (Cretácico superior – Cenozoico)
Los depósitos de esta etapa se incluyen dentro del ciclo Riográndico. Se caracterizan por ser depósitos casi exclusivamente continentales incluidos en el Grupo Neuquén. Sobre el mismo se disponen sedimentitas clásticas y carbonáticas de ambiente marino somero del Grupo Malargüe que representa la primera transgresión Atlántica. Posteriormente una nueva etapa de deformación en el Cretácico superior (movimientos Intrasenonianos) reactivó viejas líneas de debilidad y originó grandes cambios paleogeográficos en la cuenca (figura 2).

Regiones Morfológicas

En la cuenca neuquina se reconocen seis grandes regiones morfoestructurales (figura 3).

- Faja Plegada
- Alto de los Chihuidos
- Plataforma Oriental

- Engolfamiento
- Dorsal de Huincul
- Plataforma Sur

El bloque Loma Jarillosa Este se localiza en la región del Engolfamiento (figura 3). El mismo está limitado al norte por el lineamiento estructural Charco - Bayo Entre Lomas y hacia el sur por la fosa de Añelo (depocentro de gran espesor de sedimentos jurásicos y cretácicos). La deformación en este ambiente está representada mayormente por un fallamiento extensional con un leve componente de desplazamiento de rumbo. La cobertura conforma pliegues supratenuos y narices estructurales de escaso tamaño y relieve estructural sobre aquellas fallas. Las secciones generadoras de hidrocarburos de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta tienen los mayores espesores en este ambiente. La Fm. Vaca Muerta tiene una distribución mayormente tabular, característica de una depositación durante la etapa de subsidencia termal.

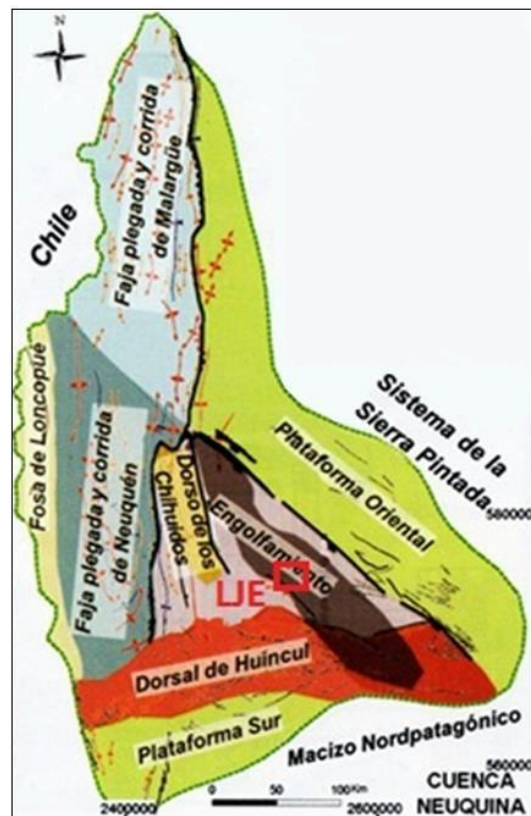


Figura 3. Ubicación de la cuenca neuquina y sus regiones morfoestructurales. Tomado y modificado de la Transecta regional de la Formación Vaca Muerta.

Evolución Estructural del Engolfamiento

Presenta tres etapas claramente diferenciadas y cuya importancia como proceso formador de estructuras varía tanto temporal como espacialmente.

-La primera, el desarrollo del rift mecánico y su transición a un régimen de subsidencia térmica, comenzó en el Triásico tardío. La extensión de la etapa de

rift se prolongó en sectores del Flanco Oriental hasta el Kimmeridgiano (Veiga et al. 1999; Rosello & Barrionuevo 2010).

-El segundo elemento es la propagación de las fallas del rift a la cobertura sedimentaria posterior, alcanzando en muchos casos hasta los depósitos del Cretácico tardío del Grupo Neuquén e inclusive hasta el Cenozoico (Arregui et al. 2005). Cabe aclarar que este fallamiento es en gran parte del tiempo que duró su desarrollo, coetáneo con el tercer elemento, las fallas transcurrentes regionales y sus sistemas de fallas en echelón asociados.

-El tercer elemento lo constituyen los sistemas transcurrentes en general rectilíneos de orientación ONO (Pángaro & Bruveris 1999; Cristallini et al. 2009; Fernández et al. 2005; Mirenda & Carbone 2005) cuya génesis se interpreta por estos autores como el resultado de la propagación de fallas de alto ángulo a subverticales desde el basamento hacia la cobertura sedimentaria mesozoica. La geometría de estos lineamientos y sistemas de fallas asociados puede interpretarse como el resultado de un vector σ_1 de esfuerzo principal con orientación NO. Si se considera que la máxima extensión durante la etapa de rift resultó en un sistema de fallas normales de basamento de orientación NO, y que los sistemas transtensivos en echelon son atribuibles a un σ_1 NO, resta entonces acotar el momento en que se da la rotación de los vectores de esfuerzo.

Sobre la base de sólidos datos de sísmica 3D e integraciones regionales, y del hecho de que estos lineamientos atraviesan sin cambios de rumbo rasgos tectónicos del rift e inclusive al Bajo de Añelo, se deduce que los sistemas de fallas en echelón obedecen exclusivamente al desarrollo de fallas de rumbo dextrales sin control previo sobre su disposición. El fallamiento de rumbo es sin embargo difícil de acotar ya que su intensidad disminuye hacia los niveles estratigráficos más altos y en consecuencia las fallas no alcanzan a propagarse hasta los sedimentos del Cretácico Tardío. Como el sistema dextrógiro interpretado es incompatible con el σ_1 E-O asociado a la deformación andina desde al menos el Mioceno, ésta sería la edad más joven posible para la deformación de rumbo y probablemente esté acotada al Cretácico.

Marco estratigráfico

El intervalo estratigráfico de interés del área de estudio está circunscripto al Grupo Mendoza inferior (Legarreta y Gulisano 1989) de edad Kimmeridgiana–Hauteriviana, y limitado por las discordancias Araucánica en la base y Huncálica en el techo (figura 4).

Fm. Tordillo (Stipanovic 1966, tomado del Tordillense de Groeber 1946)

Las sedimentitas clásticas continentales kimmeridgianas son conocidas estratigráficamente como la Fm. Tordillo. De naturaleza fuertemente erosional en la superficie basal y ampliamente distribuidas en la cuenca, recibe otras denominaciones en el subsuelo del engolfamiento (Digregorio 1972) tales como

Fm. Sierras Blancas (areniscas de grano mediano a grueso), y Fm. Catriel (areniscas finas a medianas de mayor distribución areal).

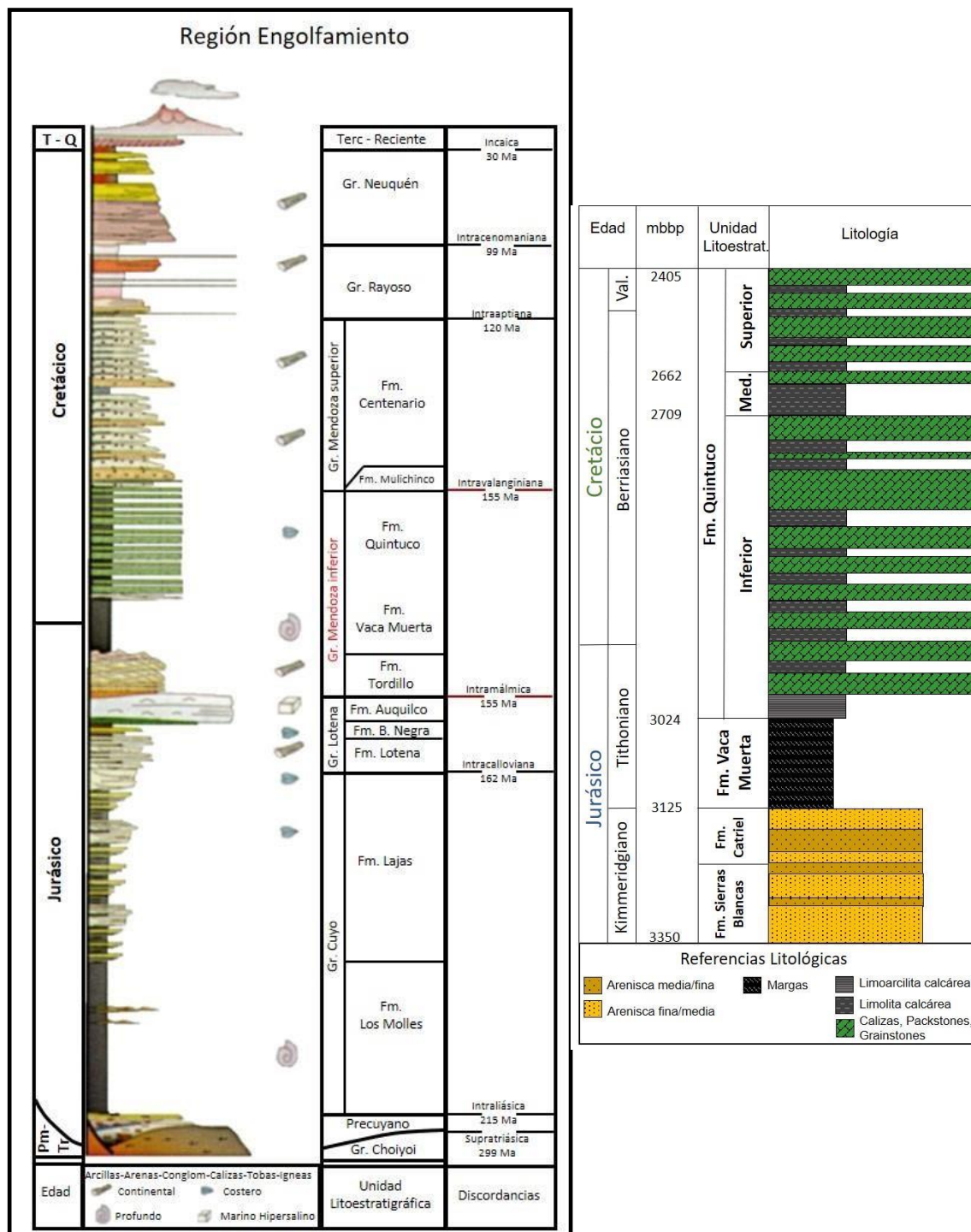


Figura 4. Columna estratigráfica de la región engolfamiento (Izquierda, tomado de Brisson), y del área Loma Jarillosa Este para el Grupo Mendoza inferior (derecha).

Fm. Vaca Muerta (Weaver 1931)

El pasaje de la Fm. Tordillo a la suprayacente Fm. Vaca Muerta se manifiesta por una superficie transgresiva de orden menor (Spalletti y Veiga 2007). De amplia distribución, traslapa los límites paleogeográficos de las

unidades previas presentando un arreglo retrogradante. Los depósitos documentan el retorno a un contexto deposicional de cuenca marina con fondo euxínico, circundada por un cinturón nerítico sometido a sedimentación carbonática y terrígena (Legarreta y Ulliana, 1999). Leanza (1973) designó al área de la pendiente occidental de la sierra de la Vaca Muerta como la localidad tipo de esta unidad. Posee espesores variables entre 11 m en la Comarca de Carrín Curá hasta 1250 m en áreas depocentrales (Sa. de la Vaca Muerta, Huncal, Trahuncurá). Sobre la base de la fauna de amonites su edad abarca desde el Tithoniano Temprano tardío en el arroyo Picún Leufú hasta alcanzar el Valanginiano Temprano en el norte neuquino. Está compuesta por pelitas y calizas finas con alto contenido de material orgánico (COT 3-8 % según Ulliana et al. 1999) de donde tomó su antiguo nombre de “margas bituminosas”. Son comunes hacia la base importantes niveles de concreciones calcáreas y niveles radiactivos. Sobre la base de su contenido faunístico (predominantemente amonites, microinvertebrados y vertebrados) se infiere que la batimetría de esta unidad no ha superado los 250 m de profundidad, estimación que concuerda con la de Mitchum y Ulliana (1985) a través de la medición de las clinoformas en registros sísmicos.

Formación Quintuco (Weaver 1931)

Se considera como Fm. Quintuco s.s. al conjunto de sedimentitas silicoclásticas marinas acumuladas en ambientes costeros durante el Berriasiano Tardío al Valanginiano Temprano. En el subsuelo de la cuenca la industria petrolera aplicó el nombre de Fm. Quintuco para describir todas las sedimentitas suprayacentes a la Fm. Vaca Muerta hasta los depósitos de la Fm. Centenario, quedando allí englobadas litologías muy variadas, desde areniscas calcáreas, calizas oolíticas y micríticas, pelitas calcáreas, anhidritas y dolomías.

ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA

Pioneros en el análisis depositacional secuencial fueron Robert Mitchum Jr. y Miguel Ulliana, quienes en 1985 publican un pormenorizado trabajo detallando este aspecto a escala regional sobre las rocas Tithonianas-Valanginianas de la cuenca neuquina. Sobre la base de líneas sísmicas 2D, afloramientos e información de pozos, ellos subdividieron a este intervalo en nueve secuencias depositacionales asignándoles edades a los límites según Vail, Hardenbol y Todd (1982, 1984). Este análisis se llevó a cabo utilizando los modelos tradicionales de sismo-estratigrafía y “shoreline trajectory” de Mitchum y Vail, entre otros. Todos los trabajos posteriores, entre los que se destacan los de Reijenstein y Posamentier (2014) y el de la “Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta” (IAPG, 2016), están fundamentados sobre este estudio.

La subdivisión en secuencias se fundamenta en la descripción de los tipos y sectores dentro de las clinoformas del sistema Quintuco-Vaca Muerta, que a su vez toma como base a la geometría, tipos de terminaciones y distribución de los reflectores sísmicos (figura 5). Los *topsets* ocurren en la porción proximal y

somera con superficies casi horizontales y paralelas. El adelgazamiento es gradual y ocurre en parte por las sucesivas terminaciones en onlap y por convergencia de reflectores. Los *foresets* son las porciones centrales y con mayor pendiente de la secuencia, compuesta por lentes progradantes y de mayores espesores. Incluye downlaps y onlaps de las reflexiones contra la superficie subyacente, toplaps contra la superficie superior y una configuración interna progradante sigmoide a oblicua. El punto de quiebre de pendiente es el “punto de roll over” o quiebre de plataforma. Finalmente, los *bottomsets* ocurren

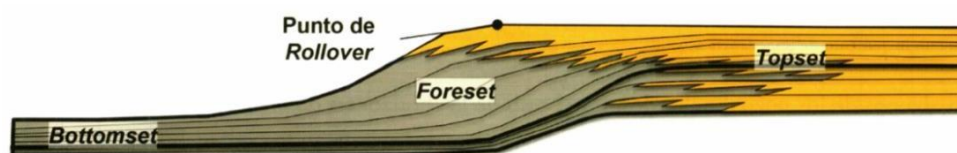


Figura 5. Segmentos de una clinoforma tipo. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

en la zona distal. Son porciones más delgadas, con reflectores paralelos a convergentes, continuos por largas distancias y con patrones de downlaps y concordantes.

Mitchum y Ulliana infieren a su vez que la configuración interna de cada clinoforma difiere debido a tasas de cambio en el nivel del mar, y agrupan a sus secuencias en tres conjuntos: A, B y C; D, E y F; G y H.

En la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta se dividió al intervalo Tithoniano-Valanginiense inferior en seis horizontes sísmicos subdivididos a su vez cada uno en dos intervalos, sobre la base también de secciones sísmicas, perfiles de pozos y afloramientos (ver figuras 32 y 33).

El modelo deposicional propuesto para Vaca Muerta – Quintuco indica un ambiente de rampa carbonática progradante en sentido NO, con depósitos carbonáticos en posiciones proximales (Quintuco), gradando hacia abajo y en sentido NO a silicoclásticos y ricos en materia orgánica (Vaca Muerta). Esto implica un mayor contenido orgánico hacia la base de la unidad y un aumento del espesor de la Fm. Vaca Muerta en sentido NO, hacia el centro de la cuenca.

En la figura 6 se muestra las subdivisiones de Mitchum y Ulliana y el de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta para el intervalo Vaca muerta-Quintuco, así como también las equivalencias con respecto a las superficies interpretadas en Loma Jarillosa Este, sobre lo cual nos explayaremos más adelante.

Mitchum & Uliana (1985)	Transecta		Loma Jarillosa Este
	Sup.	U	
I	V4		Quint. sup
H	V3	6	
	V2		
G	V1	5	Quint. med
	B4		
F	B3	4	
	B2		Quint. inf
E			
D	B1	3	
	T5		
C	T4	2	
B	T3		TVM
			VM_1_2
A	T2	1	VM_1_1
			MFS
	T1		BVM

Figura 6. Tabla de equivalencias entre esquemas secuenciales. T=Tithoniano; B=Berriasiano; V=Valanginiano. A la derecha, equivalencias con los horizontes interpretados para Loma Jarillosa Este en este trabajo. (BVM: Base Vaca Muerta, MFS: Superficie de máxima inundación, TVM: Techo Vaca Muerta). Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

La posición relativa del bloque al SE con respecto a la transecta regional puede verse en la figura 7. En la misma se observa el sentido de progradación de las secuencias deposicionales hacia el NO.

Se exponen a continuación las unidades e intervalos reconocidos en el área de estudio Loma Jarillosa Este para la Fm. Vaca Muerta, junto con una breve descripción de ellas a escala regional (ver figura 36).

Unidad 1

Limitada por las superficies T1 y T3. Los reflectores internos muestran continuidad lateral y agradación en zona de bottomsets para los sectores NO y Central de la cuenca. Hacia el SE los reflectores trepan transicionalmente a zonas de foresets y topsets. Presenta clinoformas de muy bajo ángulo. En el sector SE, por encima de T2, se observa un arreglo dominante progradacional. Geometrías plano-paralelas y apilamiento de tipo agradante.

-Intervalo T1-T2: Compuesto por intercalaciones de fangolitas silíceas, mixta calcárea, mixta silíceo arcillosa orgánico (COT 2-12 %). En el extremo SE la superficie T2 se asocia con el límite superior del intervalo con contenido orgánico y de composición más heterogénea, con intercalaciones de fangolitas calcáreas y calcáreo arcillosas. Incluye la sección condensada o "hotshale" (cocina de Vaca Muerta). Corresponde a la Zona de Virgatospinctes mendozanus (Tithoniano Inferior alto) y a la parte inferior de la Zona de Aulacosphinctesproximus (Tithoniano medio alto).

-Intervalo T2-T3: Bien desarrollado en el sector SE. Dominan litologías de fangolitas calcáreas y en forma subordinada fangolitas mixtas y carbonatos. Hacia sector Central y NW disminuye su potencia. COT 3-4% en zonas distales. Desde el punto de vista prospectivo, en partes del sector SE y Central, este intervalo separa dos objetivos no convencionales con diferentes características. En el ámbito de Sas. Blancas actuaría como una barrera para el crecimiento de fracturas hidráulicas. Se sitúa entre las biozonas de *Aulacosphinctes proximus* y la parte inferior de *Windhauseniceras internipinosum* (Tithoniano superior bajo).

Unidad 2

Entre T3 y T5. Clinoformas a lo largo de la transecta son de bajo ángulo y marcadamente progradacional desde Sas. Blancas a Bandurria Sur. En el sector NO y parte norte del sector Central se desarrollan bottomsets de manera continua y agradante. Las zonas de foresets se desarrollan mejor en el sector central, mientras que en sector SE las geometrías dominantes son de tipo topset. Sobre estos segmentos se describieron biohermos coralinos. El arreglo es predominantemente agradante en la parte basal a progradante hacia el techo.

-Intervalo T3-T4: Zonas de bottomsets en sectores NO y Central. COT 2-8%. La base es uno de los objetivos principales en el sector Central. Corresponde a zonas de *Windhauseniceras internipinosum* a *Corongoceras alternans* del Tithoniano Superior bajo.

-Intervalo T4-T5: Sectores Central y SE con geometrías de foresets y topsets y litologías calcáreas. COT promedio de 2% hacia la base disminuyendo a 1% hacia el techo. En zonas de bottomsets está compuesto casi todo por fangolitas de composición silícea, arcillosa y mixta. En el sector NE de Loma Campana estos depósitos de foresets son altamente productivos. Este intervalo se encuentra en la biozona de *Corongoceras alternans* (Tithoniano superior bajo).

Cada secuencia sucesiva más joven tiene un patrón progradacional hacia el interior de cuenca (N y NO). Representan lentes mapeables de sedimentos que fueron acumulados en ambientes de plataforma, rampa y cuenca. La porción de la plataforma es un manto amplio y delgado, y el margen de la plataforma es un quiebre bien definido. Los espesores mayores ocurren cerca de este margen en ambiente de foresets. La porción basinal es delgada y se distribuye ampliamente. Las paleopropundidades varían entre 150m y 200m para las secuencias más viejas (1-3).

Según la bioestratigrafía, sobre el intervalo Jurásico medio (Tithoniano) se infiere un paleoambiente de rampa marina, en parte abierta y en parte restringida, con aguas superficiales bien oxigenadas y tranquilas por la presencia de cocolitos. Asimismo, se infiere un fondo marino con bajo contenido de oxígeno en un régimen de baja energía. Esto sin lugar a dudas ha sido una de las causas primordiales para la preservación de la materia orgánica.

Las rocas madre están restringidas a componentes de bottomsets y de las partes bajas de los foresets. Facies de rampa (foresets) y cuenca (bottomsets) son típicas de Vaca Muerta y corresponden a margas y pelitas bituminosas con subordinadas calizas bioclásticas. Los componentes litológicos y biológicos tienen un arreglo somerizante hacia arriba cubiertos por superficies de exposición subaéreas.

La naturaleza diacrónica de las unidades litoestratigráficas en cuestión es dilucidada por la correlación en una sección de pozos. Debido a que una litología tiende a ocupar ambientes similares en cada secuencia sucesiva más joven, las unidades litoestratigráficas tienden a hacerse más jóvenes de E a O. Así, el tope de Vaca Muerta, que consiste mayormente en pelitas orgánicas negras de centro de cuenca, es Tithoniana temprano en áreas orientales, pero hacia el oeste es Valanginiana (figura 7).

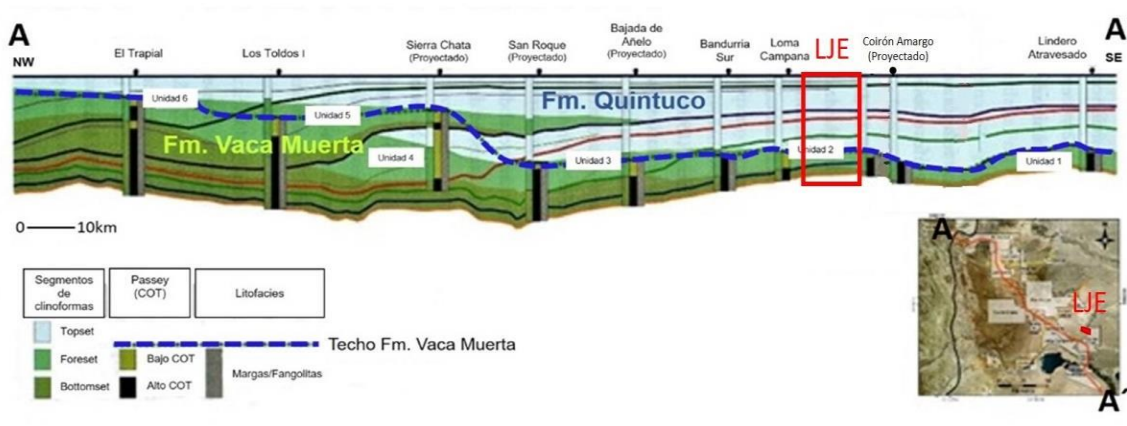


Figura 7. Transecta A-A' ilustrando las unidades y los segmentos de las clinoformas. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

Las superficies tiempo definidas desde la plataforma hacia el interior de cuenca para los límites de secuencia muestran que el intervalo Vaca Muerta-Quintuco transgrede el tiempo ya que se hacen más jóvenes de E a O, mientras que las secuencias individuales progradan en la misma dirección.

Durante la depositación de las secuencias Tithonianas-Valanginianas, tanto subsidencia termal e influjo sedimentario ocurrieron a tasas lentas y casi constantes. Bajo estas condiciones, la respuesta depositacional global estuvo fuertemente controlada por cambio eustáticos globales.

SISTEMA PETROLERO.

Generalidades

Los diferentes estadios tectono-sedimentarios y ambientales que atravesó la cuenca Neuquina produjo condiciones sedimentarias y biológicas favorables para la producción y preservación de materia orgánica fundamentalmente de origen marino. El resultado de esas etapas fue la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.

Es recién en la década del '40 donde comienzan a incorporarse los primeros registros geofísicos y eléctricos, y en los '50 y '60 esta tecnología contribuyó a la detección de grandes acumulaciones de hidrocarburos. Los descubrimientos continuaron durante las décadas de '70 y '80 con el hallazgo de las primeras trampas combinadas (Loma La Lata) y estratigráficas, conjunto evolucionaba el conocimiento geológico. En la década del '90, con la aparición de la sísmica 3D y la aplicación de conceptos sismoestratigráficos, se lograron descubrir y desarrollar nuevos yacimientos. En los sectores central y oriental, las unidades geológicas se encuentran en el subsuelo y sólo las conocemos e identificamos en base a estudios geofísicos y la abundante cantidad de pozos realizados durante casi un siglo de actividad petrolera.

A pesar de que la cuenca neuquina se considera una cuenca madura, está muy lejos de ser una cuenca agotada en cuanto a recursos. El avance tecnológico de los últimos años da muestras de un claro potencial remanente y abre nuevas expectativas en cuanto a la producción de recursos no convencionales (shale gas y shale oil). Hoy en día, la mayoría de las empresas se encuentran trabajando y destinando muchos recursos en pozos exploratorios y pruebas piloto de producción no convencional.

Si bien el concepto de sistema petrolero tradicional incluye los elementos y procesos necesarios para que una acumulación de hidrocarburos exista y sea posible de explotar, el avance tecnológico llevó a poder sacar rédito económico de yacimientos no convencionales cambiando los antiguos paradigmas. Ahora no es necesario que se presenten todos elementos y procesos, sino que se focaliza en otras variables de la roca madre tales como %COT, espesor, extensión areal, sobrepresión, simpleza estructural, entre otras.

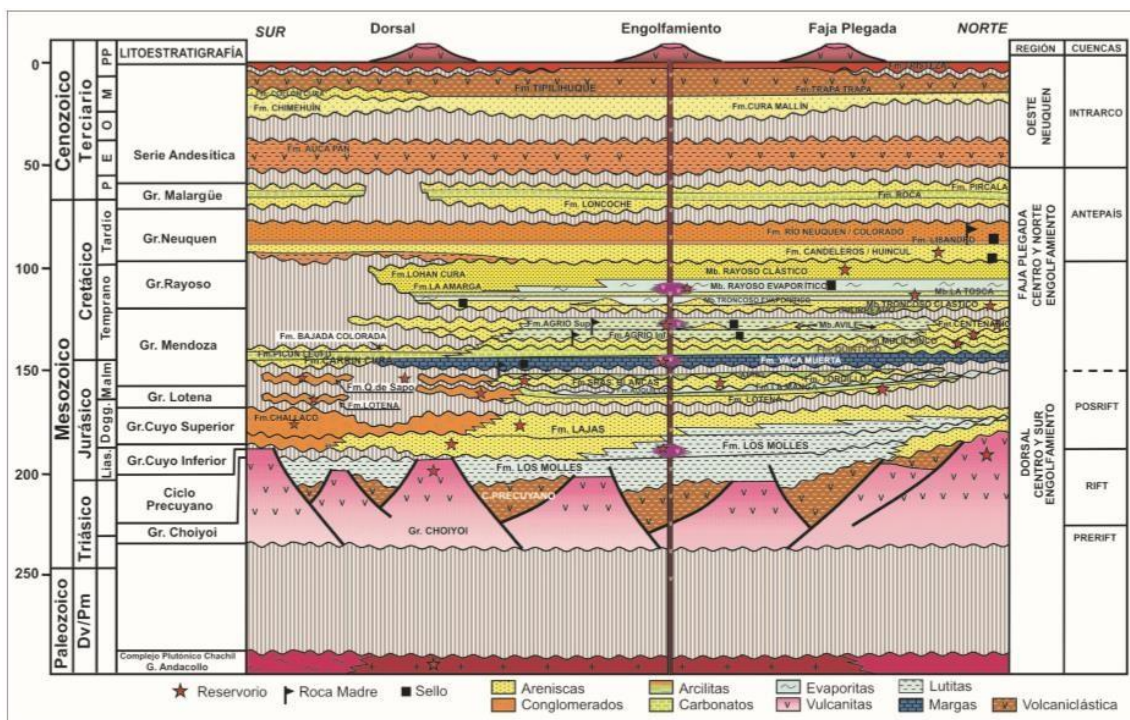


Figura 8. Columna estratigráfica regional y principales elementos del sistema petrolero. Tomado de Vergani et. al., Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 2011.

Rocas Madre

La cuenca Neuquina posee varias unidades litológicas con contenidos y calidad de materia orgánica variables, con generación de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos. La mayor parte de ellas son de origen marino y sus edades pertenecen al Jurásico y Cretácico.

La primera ingresión marina relacionada a rocas del Jurásico temprano corresponde a la Fm. Los Molles (Gr. Cuyo inferior).

La segunda ingresión ocurrió en el Jurásico tardío (Tithoniano) y pertenece a otro ciclo importante en la historia de la cuenca. Depositó rocas en ambientes anóxicos (margas bituminosas) de la Fm. Vaca Muerta. Esta unidad, representada por lutitas calcáreas negras con altos contenidos de carbono orgánico total (COT) de entre 1% y 10% es la principal roca generadora de la cuenca por su calidad, espesor y distribución areal.

Finalmente, durante el Cretácico temprano se desarrolla una nueva ingresión marina pacífica representada por la Fm. Agrio de acotada distribución.

Rocas Reservorio

Existen diversos tipos de rocas reservorio asociados a la variable columna estratigráfica presente en cada región. Principalmente se trata de rocas clásticas continentales, aunque también marinas pero de menor importancia, y caracterizados por su porosidad primaria siendo de menor importancia los de porosidad secundaria por fracturación. Le siguen en relevancia los reservorios

carbonáticos originados fundamentalmente por procesos de dolomitización y en menor medida por fracturación.

En cuanto a la génesis de los reservorios sedimentarios clásticos relacionados a ambientes de origen eólico y fluvial, predominaron en los intervalos regresivos de la sedimentación. Depósitos clásticos regresivos se encuentran en la Fm. Lajas o Punta Rosada del Jurásico Medio a Tardío, en la Fm. Tordillo o Sierras Blancas del Jurásico tardío, en la Fm. Mulichinco del Cretácico Temprano, en los Mb. Avilé de la Fm. Agrio o Troncoso de la Fm. Huitrín, en la Fm. Centenario, ambas de Cretácico temprano, entre otras.

En otro orden de importancia se encuentran las acumulaciones en rocas carbonáticas, depositadas en episodios regresivos del Cretácico y ubicadas en el borde oriental de la cuenca. Su principal exponente es la Fm. Quintuco.

Trampas

Existe una gran variedad de acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca motivadas por factores estratigráficos, estructurales o combinados. El tipo dominante está determinado según la región y la columna estratigráfica asociada.

En la región de la Faja Plegada y Fallada predominan los de tipo estructural y en la Dorsal de Huincul las de tipo estructurales y estratigráficos.

En la zona central del Engolfamiento se encuentran importantes yacimientos de gas. Al sur y en ascenso hacia la Dorsal de Huincul se encuentra Loma La Lata, acumulación en la Fm. Sierras Blancas de tipo estructural que en su evolución geológica paso a trampa combinada.

Más hacia el centro del Engolfamiento y en reservorios volcánicos, como Loma de las Yeguas, las trampas son el resultado de rocas intrusivas alojadas en o cerca de la roca madre generadora que oficia de sello al mismo tiempo.

Entrampamientos no convencionales se encuentran en el centro de la cuenca con acumulaciones en las Fms. Vaca Muerta y Quintuco en donde no hay una relación directa con la estructura. Este tipo de acumulaciones en rocas compactas o muy finas (tight gas y shale gas/oil) configuran el desafío más urgente en el corto plazo para la renovación de nuevas reservas en la cuenca.

Generación, Migración y Expulsión

La generación de hidrocarburos en la Fm. Vaca Muerta comienza durante la depositación del Gr. Neuquen y la cantidad depende de la posición relativa en la cuenca.

Si bien gran parte de este hidrocarburo originalmente alojado dentro de la Fm. Vaca Muerta ha sido y continúa siendo expulsado, todavía existe un importante volumen remanente en ella. Más aún, existen zonas inmaduras que no han alcanzado las condiciones para producirlo. Es por esto que su potencial como reservorio no convencional se considera de suma importancia.

Preservación

Muchos de los yacimientos conocidos en la cuenca han sufrido pérdida de fluidos por ruptura de sus sellos, produciendo una remigración de los hidrocarburos. Estas generan nuevas acumulaciones en su camino a niveles estratigráficos más someros, como es el caso de acumulaciones encontradas en la Fm. Rayoso o Gr. Neuquén. A veces alcanzaron directamente la superficie, como en el caso de la Dorsal de Huincul donde son varios los manaderos secos en afloramientos del Gr. Neuquén, y también en el ámbito de la Faja Plegada.

En el sector sur del Engolfamiento se mencionan remigraciones de fluidos desde acumulaciones existentes hacia reservorios más someros a través de fallas de relajamiento modernas en los yacimientos de Loma La Lata o Sierra Barrosa.

Plays y Yacimientos

La gran cantidad de tipos de entrapamiento en la cuenca obliga a agrupar a los plays por región.

El Engolfamiento Neuquino coincide con el actual depocentro de la cuenca. La deformación es moderada y relacionada a los últimos eventos estructurales del neógeno de tipo compresivo y extensivo, y donde se suma la actividad volcánica con efectos importante en los yacimientos. La región se puede dividir en tres sectores: norte, centro y sur.

El *play* característico de la región norte se relaciona a yacimientos ubicados en reservorios del Cretácico, dominados por estructuras terciarias de tipo domo o espolones, lateralmente drenados y con generación en el ciclo Mendociano. Es la más rica en yacimientos de petróleo en la cuenca.

La región central se caracteriza por múltiples reservorios principalmente cretácicos en estructuras terciarias relacionadas a anticlinales con migración corta y vertical provenientes de la Fm. Vaca Muerta. También posee yacimientos de gas y petróleo algo más profundos donde las trampas se relacionan a cuerpos volcánicos, variaciones en la permeabilidad de areniscas o fracturación de rocas carbonáticas en menor medida. En el límite oriental se desarrolla un eje de anticlinales (Charco Bayo – El Caracol) con llenado principalmente lateral de la Fm. Vaca Muerta y múltiples reservorios jurásico-cretácicos.

La región sur del engolfamiento se caracteriza por reservorios principalmente del ciclo Mendociano, con migración lateral y vertical de hidrocarburos de las Fms. Vaca Muerta y Los Molles, hacia estructuras jurásicas reactivadas en el terciario. Esta zona muestra importantes yacimientos de gas como es de Loma La Lata.

Esta región sin duda alguna constituye la principal área con potencial en el sistema Los Molles y Vaca Muerta, tipo tight gas, del Jurásico Tardío y Cretácico.

Play Vaca Muerta

Para describir un shale los parámetros que se consideran al momento de evaluarla como un reservorio no convencional difieren a los que se tienen en cuenta para un proyecto convencional. Sin duda, la característica más importante que debe poseer es un alto contenido orgánico. Para la Fm. Vaca Muerta (Figura 9a.B) varía según la posición en la cuenca y tiene además una tendencia a aumentar hacia la base. Pero el contenido orgánico no es condición suficiente por si sola si además no ha madurado y generado hidrocarburos, de manera que la madurez también juega un papel jerárquico ya que, como el COT, difiere según la ubicación relativa en la cuenca. A continuación, se presentan los elementos que se consideran entonces fundamentales junto con una breve caracterización para la Fm. Vaca Muerta a escala regional:

- Espesor total 100 - 450 m. (Figura 9).
- Espesor útil 60 – 450 m.
- Profundidad 2600 a 3500 m.
- TOC 2 – 8% (Figura 10).
- Madurez (Roe) 0,9 – 3 (Figura 11).
- Tipo de querógeno I/II.
- Sobrepresión 0.5 psi/pie (borde de cuenca)-1.1 psi/pie (centro de cuenca).
- Mineralogía 45-70% de Carbonatos, 30-55% Cuarzo + Plagioclasa, 4-25% de arcillas.

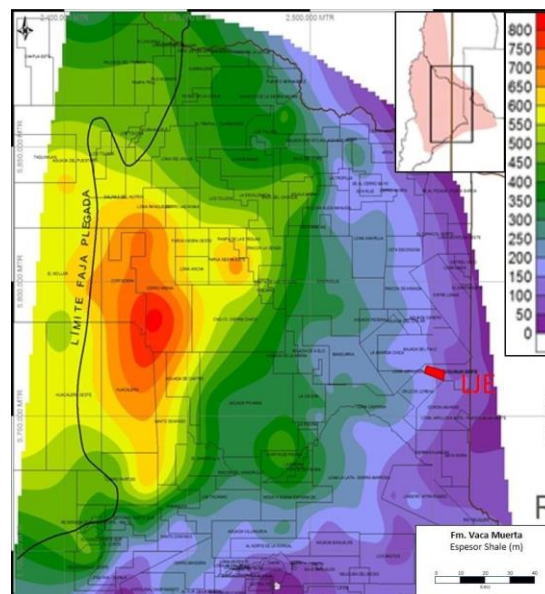


Figura 9. Espesor total para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

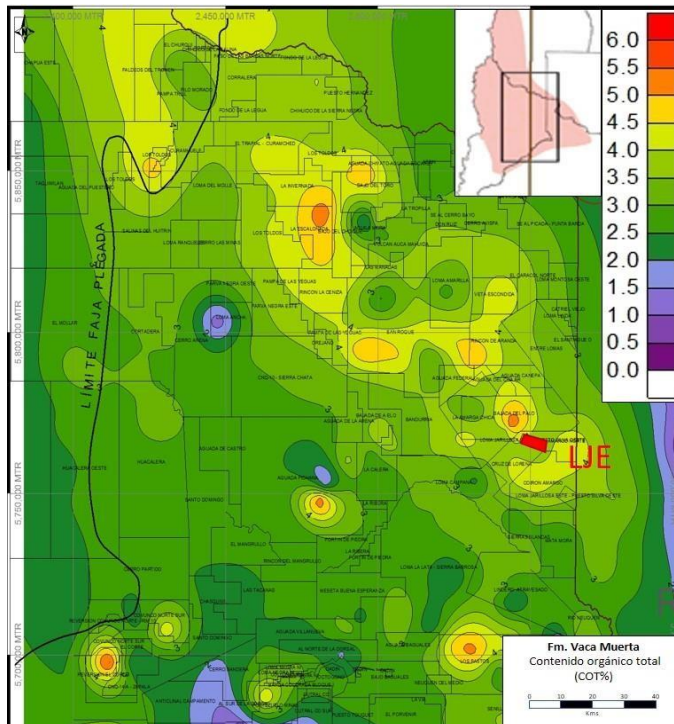


Figura10. COT Total % para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

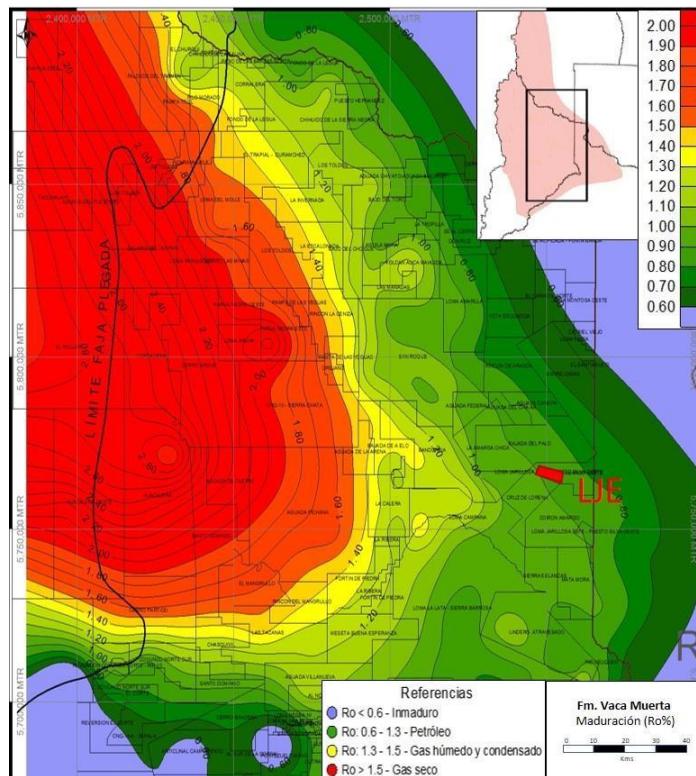


Figura 11. Mapa de Madurez (Ro%) para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

Además, en comparación con otros yacimientos no convencionales de clase mundial y que han sido explotados satisfactoriamente, la Fm. Vaca Muerta aventaja en varios de estos elementos incluyendo su extensión, alto contenido de TOC y bajo contenido de arcilla (Tabla 1).

	Vaca Muerta	Barnett	Eagle Ford
Espesor (m)	100-450	107-200	20-180
Área (Km²)	30.000	13.000	5.000
Profundidad (m)	2600-3500	1980-2590	1200-3300
Porosidad (%)	5-19	6	3-21
COT (%)	2-12	3-6	4,5-5,5
Madurez (Ro%)	0,5-2,6	0,5-1,5	0,5-2,2
Tipo de Querógeno	I-II	II	II
Sobrepresión (psi/ft)	0,51-1,1	0,43-0,44	0,6
Temperatura (°C)	80-100	60	>120
Mineralogía (%)	30-35 Qz+Plag 45-70 Carbonatos 4-25 Arcillas	45 Qz 8 Car y Dol 27 Arcillas	18-30 Qz 5-30 Carbonatos 30-25 Arcillas
Tipo de Arcillas	Mayormente Illítica	Mayormente Illítica	Illítica y Clorítica
Edad	Tithoniana	Mississippiana	Cenomaniana-Turon.

Tabla 1. Comparación entre los principales elementos de la Fm. Vaca Muerta con otros shales mundiales. Tomado de Askenazi y Biscayart, "Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU", SPE, 2013.

LOMA JARILLOSA ESTE

Antecedentes

Los primeros pozos exploratorios convencionales perforados en la década del noventa comprobaron la presencia de un sistema petrolero eficaz con generación de hidrocarburos en las pelitas de Vaca Muerta y una migración y acumulación final en las areniscas del Mb. Sierras Blancas (reservorio convencional).

El entrampamiento es predominantemente estructural en un suave hemianticlinal de eje NW-SE controlado por un juego de fallas normales hacia el flanco NE, con un subordinado componente estratigráfico por yuxtaposición.

El pozo descubridor LJE.x-1001 fue perforado en el año 1991 sobre lo que se creía una de las culminaciones de la estructura. Debido a que este pozo se propuso utilizando sísmica 2D, que da una definición pobre de la estructura, fue muy importante para los años subsiguientes la adquisición de sísmica 3D ya que ayudó a revelar que el sondeo LJE.x-1001 no había sido perforado en la mejor posición estructural.

El sello regional lo conforman las mismas pelitas generadoras de Vaca Muerta, tanto vertical como lateral por la acción del fallamiento. A su vez, las areniscas impermeables del Mb. Catriel constituyen el sello local.

El reservorio de este bloque lo constituyen las areniscas eólicas finas a medias con intercalaciones arcilíticas del Mb. Sierras Blancas de la Fm. Tordillo. Debido a un factor netamente sedimentológico presente en el Mb. Sierras Blancas, el campo fue desarrollado mediante pozos horizontales en forma perpendicular a las crestas de las dunas de dicha unidad litológica. (Ragazzi et. al, 2008).

Características de la Fm. Vaca Muerta en Loma Jarillosa Este.

La Fm. Vaca Muerta constituye sin duda para el área un objetivo no convencional de gran interés. Sus características elementales dan cuenta de su alto potencial.

Se presenta a una profundidad máxima registrada de 3166 mbbp, con un espesor que varía entre 101 y 110 m. Esto resulta en una sobrepresión máxima de 0.83 psi/pie, lo que al ser comparado con otros shales explotados exitosamente (tabla 1, página 25) es muy favorable. Esta, junto con otras características mineralógicas y geoquímicas se presentan a continuación en la tabla 2.

Estratigrafía y Mineralogía

En la figura 12 se presenta el perfil tipo del área para el Grupo Mendoza inferior. Inicia con la Fm. Tordillo, conformada por areniscas medias y finas,

cuarzosas y líticas. Posee además aislados rastros de hidrocarburos negros secos. De ambiente eólico, el Mb. Catriel conserva una morfología de dunas. Sobreyace al Mb. Sierras Blancas (permeable), principal reservorio.

	LJE.x-1001 (1990)	LJE.x-1002 (1991)	LJE.x-1010 (2012)	LJE.x-1011 (2012)	LJE.x-1014 (2012)
Objetivo original	Exploratorio-productivo (Sas. Blancas y Quintuco)	Evaluación de producción (Sas. Blancas)	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta
Profundidad (m)	3015 – 3114	3028 – 3125	3010 – 3114	3024 – 3125	3056- 3166
Mineralogía	Margas, limosa y bituminosa hacia la base	Margas	Margas masivas, bituminosas en la base; calcita en microfisuras	Margas algo compactas, dolomítica y bituminosa en la base; calcita en microfisuras	Margas masivas
Rastros / Impregnaciones	Petróleo, abundantes sobre la sección inferior	Petróleo	Petróleo; cuttings exhiben burbujas de gas	Petróleo	Petróleo; restos carbonosos
Fluorescencia	Si	Baja a moderada	Buena	Si	Abundante en la base
Gas (%)	0,8 a 10% en la base	1 a 10% en la base	0,9 a 10% en la base	1 a 12% en la base	2 a 16% en la base
Cromatografía	C1 79%, C2 12%, C3 6,8%, C4 1,2%	C1 79%, C2 12%, C3 6%, C4 3%	C1 70%, C2 15%, C3 9%, C4 6%	C1 74%, C2 10%, C3 6%, C4 2%	C1 85%, C2 8%, C3 6%, C4 1%

Tabla 2. Características mineralógicas y geoquímicas por pozo

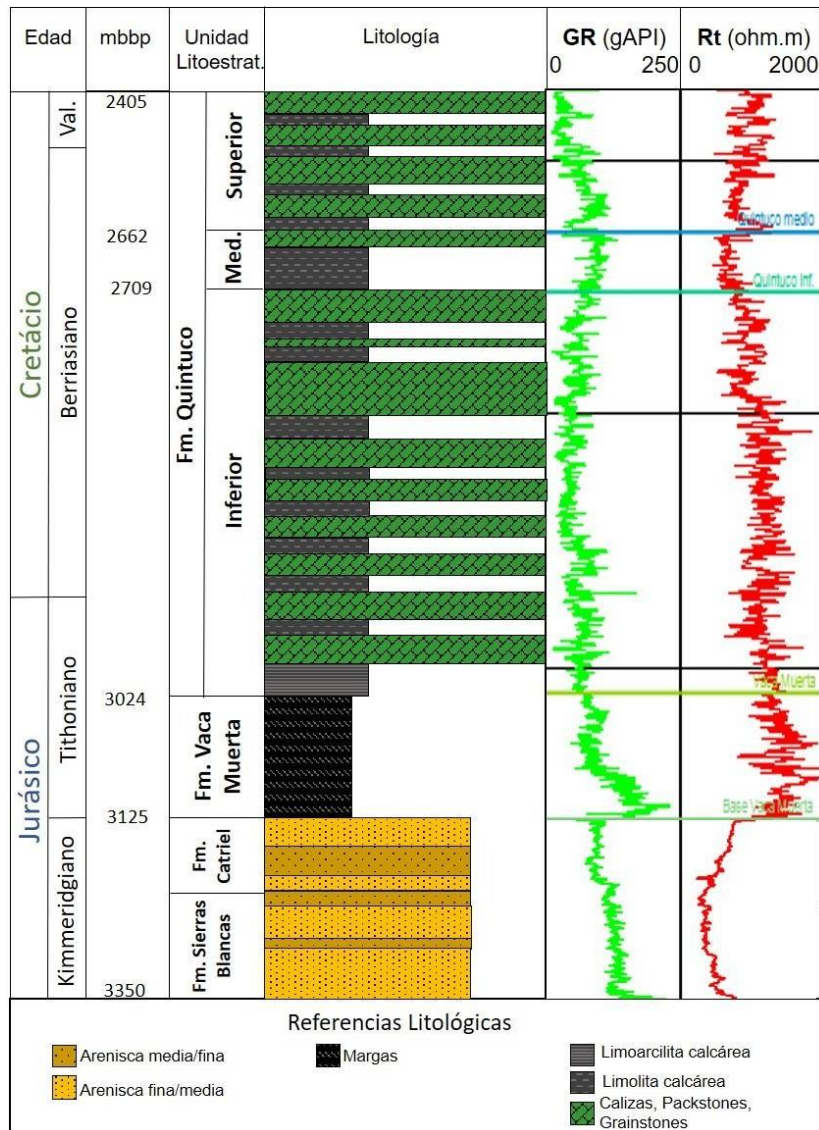


Figura 12. Perfil tipo para el Gr. Mendoza Inferior en Loma Jarillosa Este.

Continúa la Fm. Vaca Muerta integrada por Margas castañas oscuras bituminosas, con calcita relleno microfisuras. El cutting exhibe abundantes rastros de petróleo y burbujas de gas. Mineralógicamente es cuarzosa presentando en promedio un 39.4% de cuarzo y plagioclasas, 36.6% de arcillas y 23.6% de carbonatos (Anexo, Triangulo composicional)

La Fm. Quintuco está constituida esencialmente por rocas carbonáticas. Los niveles inferiores con Wackestones, Packstones y Dolomías, posee intercalaciones de limoarcilitas calcáreas, calcita relleno microfisuras y rastros de hidrocarburos semifrescos. La parte media presenta mayormente Grainstones oolíticos, con abundantes intercalaciones de limoarcilitas calcáreas y rastros aislados de hidrocarburos. La sección superior presenta

intercalaciones de Grainstones, Packstones y Limolitas calcáreas, sin rastros de hidrocarburos.

En la figura 12 se han presentado también los perfiles tipo GR y Rt para el intervalo Vaca Muerta - Quintuco. Se distingue un claro cambio de condiciones para la base de la Fm. Vaca Muerta evidenciado por un pico de GR, el mayor en toda la secuencia Vaca Muerta-Quintuco, y un aumento también en los valores de Rt. Si bien este último no muestra un pico en la base de la Fm. Vaca Muerta posee los valores más altos de toda la secuencia en esta unidad.

Estructura

Como ya se expuso anteriormente, el sistema de fallas observado en la zona del engolfamiento y que se manifiesta sobre el intervalo de interés del área, tiene un arreglo típico en echelón. Este sistema se presenta en tres trenes, inferior, intermedio y superior según lo expuesto en la figura 14, de orientación ONO-ESE (la correlación y similitud a escala regional de esta estructura puede verse en la figura 13). El criterio elegido se basó en la dirección de buzamiento de cada grupo. Todas las fallas son de alto ángulo y tienen aproximadamente un rumbo NO, pero las del tren inferior tienen un buzamiento regional hacia el OSO, las del intermedio contraregional y hacia el ESE, y las del superior nuevamente al OSO. Si se observa además en la figura 15 se distinguen configuraciones en flor negativas.

Casi en su totalidad las fallas poseen edades Tithonianas y/o Berriasianas Inferiores bajas ya que afectan mayormente hasta el techo de Vaca Muerta. Algunas pocas sobrepasan este límite, llegando incluso a afectar al techo de la Fm. Quintuco de edad Valanginiana. De esta manera podemos acotar una edad mínima Neocomiana inferior para este sistema de fallamiento.

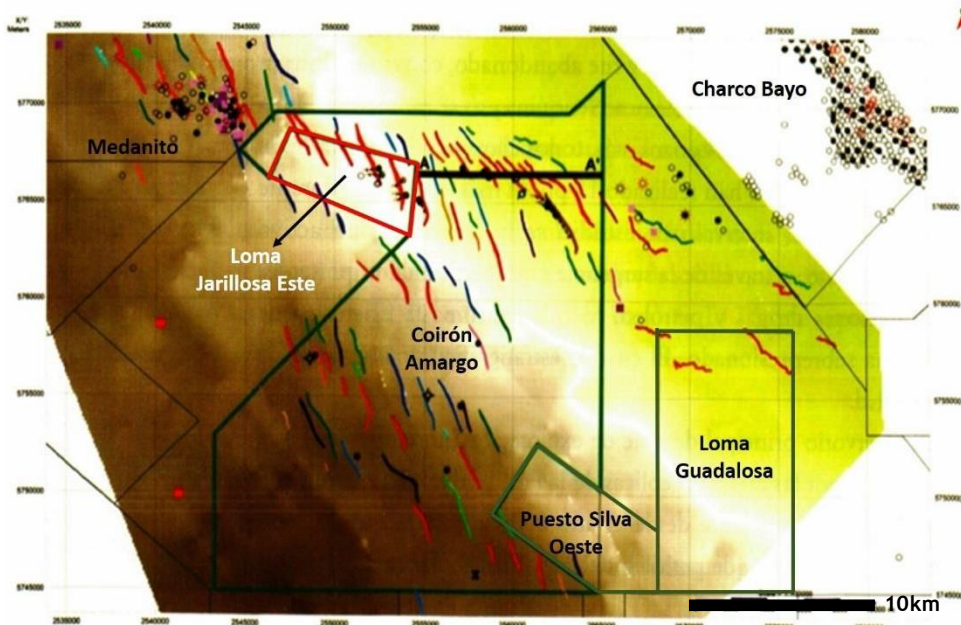


Figura 13. Esquema estructural simplificado de la base de la Fm. Vaca Muerta. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

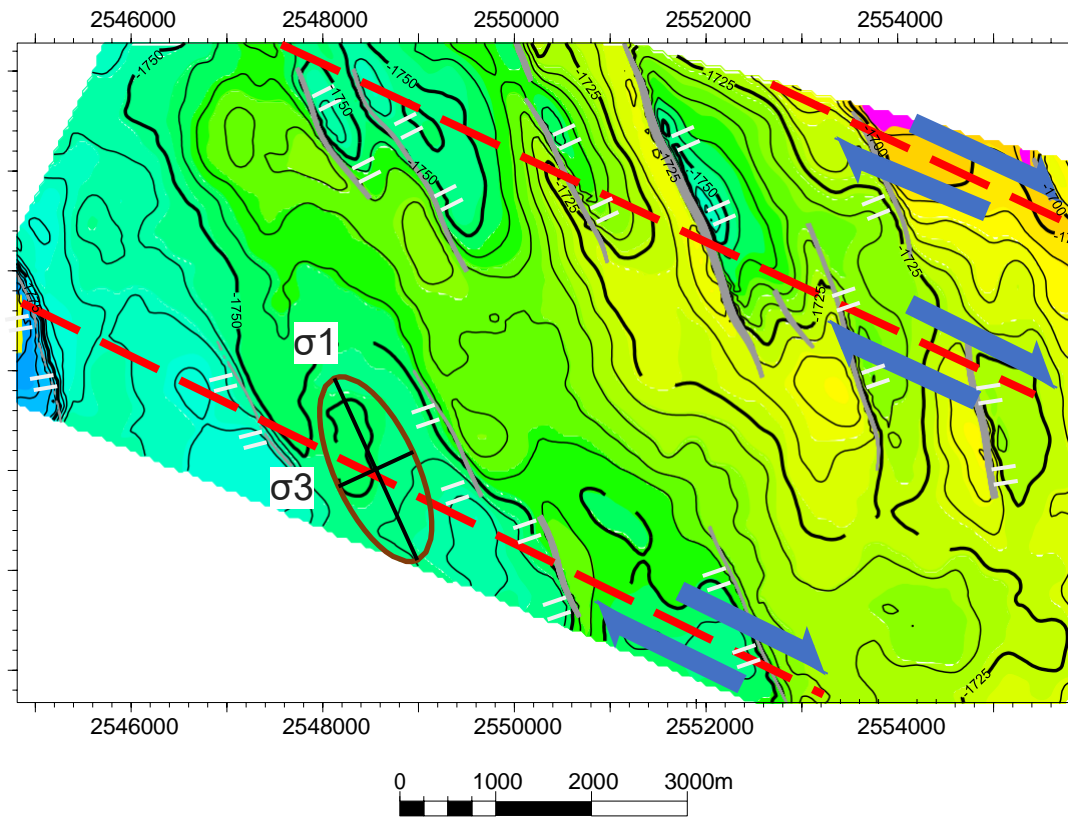


Figura 14. Mapa isócrono a la base de la Fm. Vaca Muerta; polígonos de falla (gris); trenes de fallas en echelón (líneas rojas); flechas azules indican sistema dextrógiro; esquema del elipsoide de esfuerzos extrapolable a cada tren.

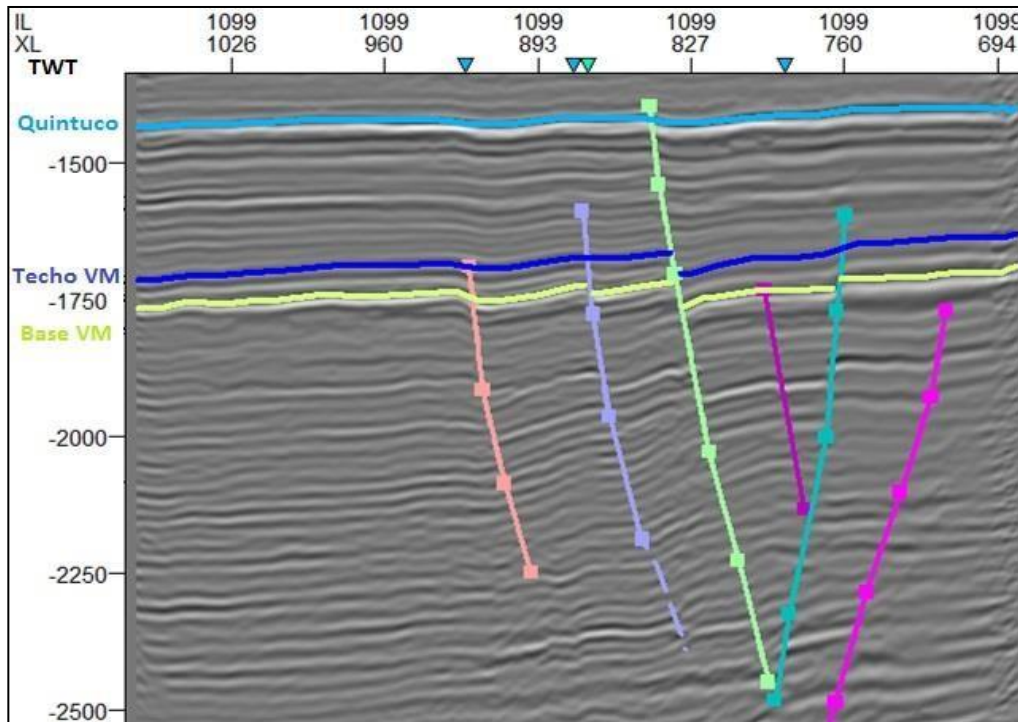


Figura 15. Inline 1099 mostrando el intervalo Vaca Muerta – Quintuco; fallas y los principales horizontes. Estructura típica en flor negativa.

Para su interpretación genética, lo que naturalmente llama la atención es el arreglo en echelon de las fallas normales y la disposición paralela de los tres trenes (líneas rojas de la figura 14). Asociados a ellos hay plegamientos por yuxtaposición cuyos ejes tienen una disposición paralela con respecto a las fallas.

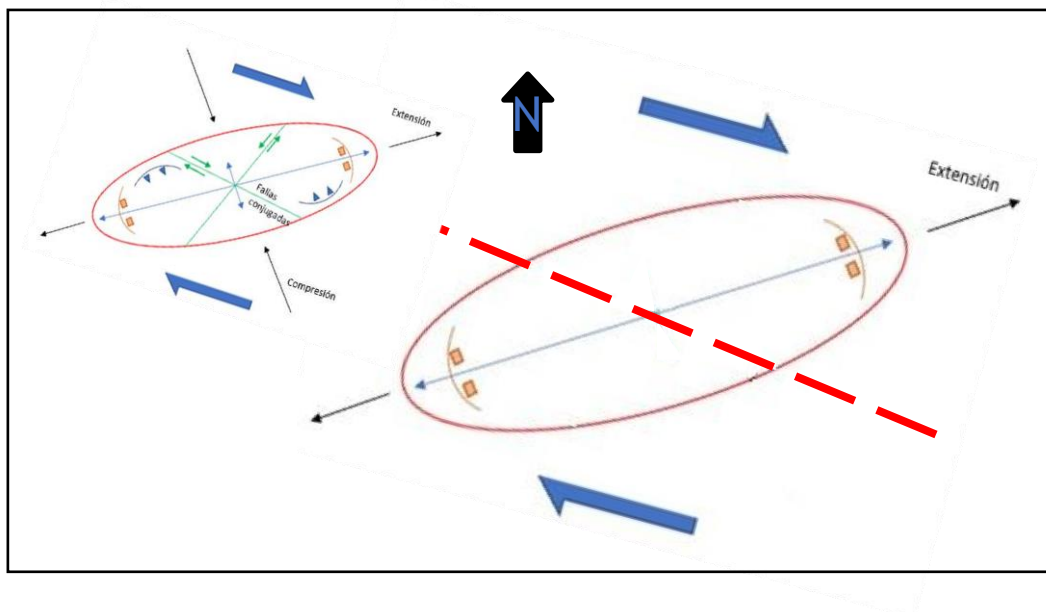


Figura 16. Modelo geométrico de Harding (Harding, 1979) (izquierda). Modelo adaptado con los elementos (fallas normales) observados en Loma Jarillosa Este (derecha), donde se ha sobreimpuesto también la dirección de los trenes de fallas (línea roja punteada).

El modelo geométrico de Harding (Harding, 1979) permite poner en conjunto estos elementos (fallas normales y pliegues) y darle una explicación al origen de las fallas normales. Se interpretan aquí como producto de esfuerzos transtensivos dextrógiros (figura 16). Se puede deducir un vector de extensión NE-SO para cada uno de los trenes. En la sección de la figura 30 se observa una estructura en flor negativa consecuencia de estos esfuerzos transtensionales en zonas transformantes. La misma se enraiza hacia el basamento, por lo que el origen de estos esfuerzos podría situarse en él y cuyo movimiento relativo dextrógiro se ilustra según las flechas azules indicadas para cada tren en la figura 16.

La traslación de estos esfuerzos hacia la cobertura sedimentaria se atenúa hacia niveles cada vez más someros, desapareciendo próximo al techo de la Fm. Quintuco. Además, el rechazo sobre las fallas normales que se observa en horizontes cada vez más superficiales es sucesivamente menor, continuando su efecto en forma de flexuras. Esto indica un sintectonismo de la sedimentación Tithoniana-Valanginiana.

Caracterización y estratigrafía sísmica

En la transecta regional de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 17 y 18) podemos observar el sentido de progradación hacia el NO de las clinoformas. Esto se deduce a partir de la configuración interna de los reflectores sísmicos. Los límites de las secuencias, que son además límites temporales, están efectivamente relacionados con los cambios eustáticos y posible influencia de la subsidencia termal de la cuenca para ese período de tiempo.

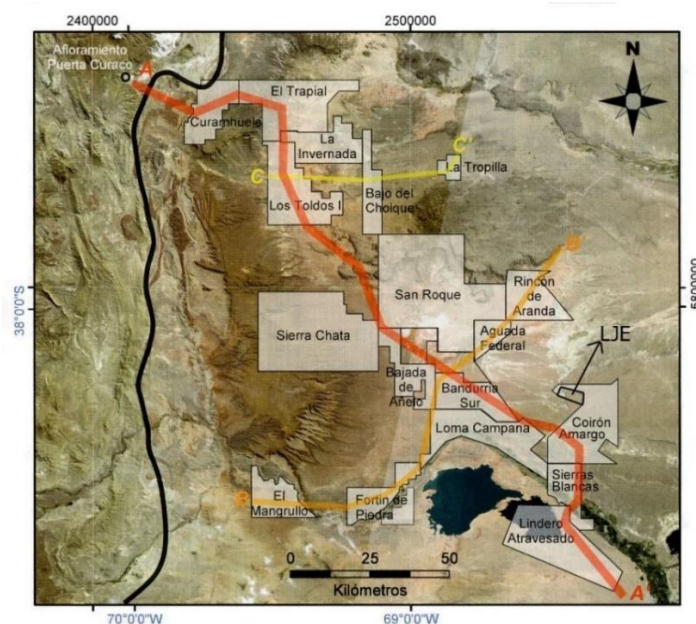


Figura 17. Mapa regional con la ubicación de la transecta A-A', bloques atravesados y localización de Loma Jarillosa Este. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

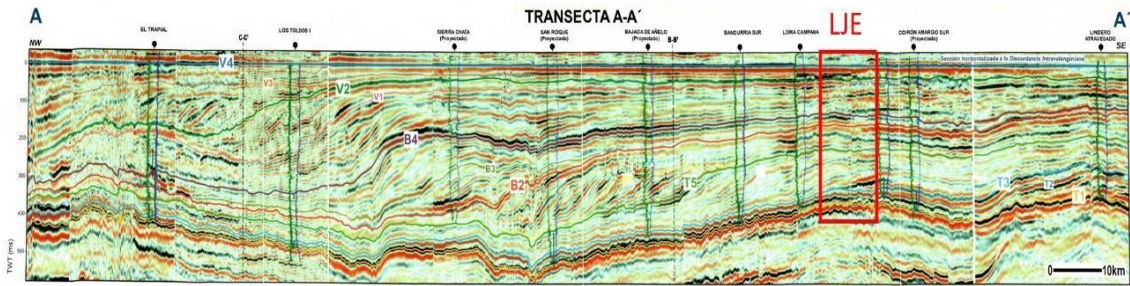


Figura 18. Sección de la transecta con el área Loma Jarillosa Este proyectada en rojo. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

Proyectando una sección sísmica SE-NO del área Loma Jarillosa Este sobre la transecta e identificando los límites de secuencia (figura 19 y 20) pudimos comprobar las equivalencias de ellos con nuestra interpretación de horizontes. La Fm. Vaca Muerta comprende la Unidad 1 (entre los límites de secuencia T1 y T3) y la parte basal de la Unidad 2. De esta manera corroboramos el carácter diacrónico de dicha unidad litológica.

De la Unidad 1 (Base Vaca Muerta – VM_1_2) estaría conformando los términos de bottomsets de tal secuencia. El intervalo T1-T2 (Base Vaca Muerta – VM_1_1) es considerada como la sección condensada o “hot shale”. De la unidad 2 (VM_1_2 – Techo Vaca Muerta) comprende las partes más basales del foreset.

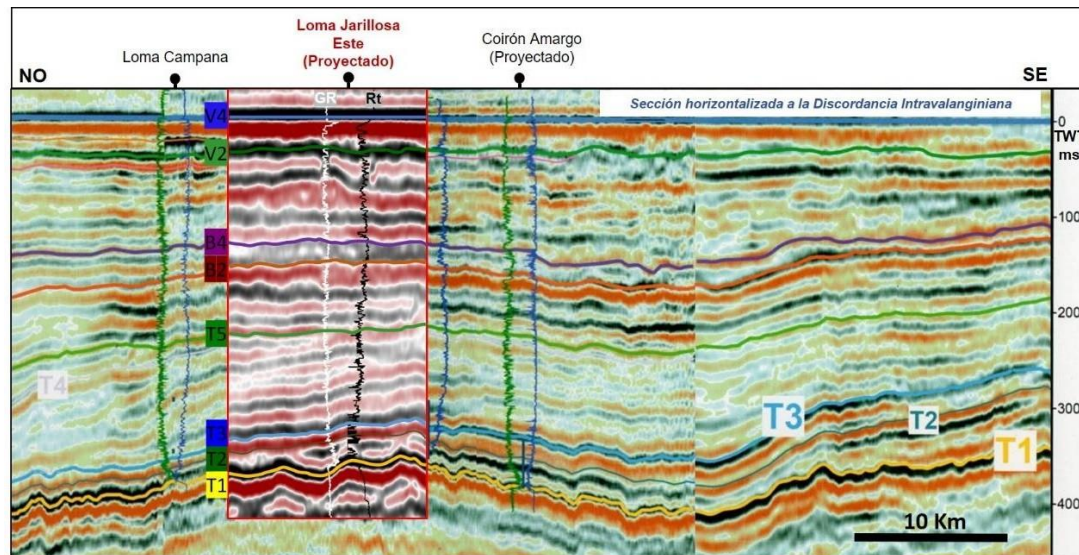


Figura 19. Extremo SE de la transecta con la proyección sísmica del área Loma Jarillosa Este, perfiles GR y Rt tipo y límites de secuencia. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

La base de la Fm. Vaca Muerta constituye debido a la diferencia de impedancia acústica con la Formación Tordillo infrayacente, un horizonte de gran continuidad y buena expresión, pudiéndose insinuar la paleotopografía infrayacente (campo de dunas) preservadas debido al evento transgresivo

rápido y catastrófico que representa Vaca Muerta (Cevallos, 2005). VM_1_1 (T2), Quintuco inferior (B2), y Quintuco superior (V4) también son reflectores de buena expresión.

Las paleodunas de la Fm. Tordillo tienen una orientación en sentido NO-SE (figura 21), pudiendo diferenciarse el relleno más basal de la Fm. Vaca Muerta, que presenta engrosamientos entre las crestas de los cuerpos de dunas con una geometría de relleno con onlap paralelo.

El perfil de GR (ver figura 12) demuestra un pico para la base de la Fm. Vaca Muerta con una paulatina disminución de los valores desde la base de Vaca Muerta a VM_1_2. Desde VM_1_2 al tope de Vaca Muerta (levemente por encima de T3) se registra un nuevo pico, aunque menor que el anterior. La resistividad, si bien no muestra un pico en la base de la formación, posee valores altos hasta VM_1_2, punto a partir del cual son menores para el resto de las secuencias.

En la sección sísmica de la figura 20 se aprecia un claro aumento de espesor de las unidades 2 y 4 hacia el NO, en consonancia con el sentido de progradación, al aproximarse a los términos de foresets de dichas unidades.

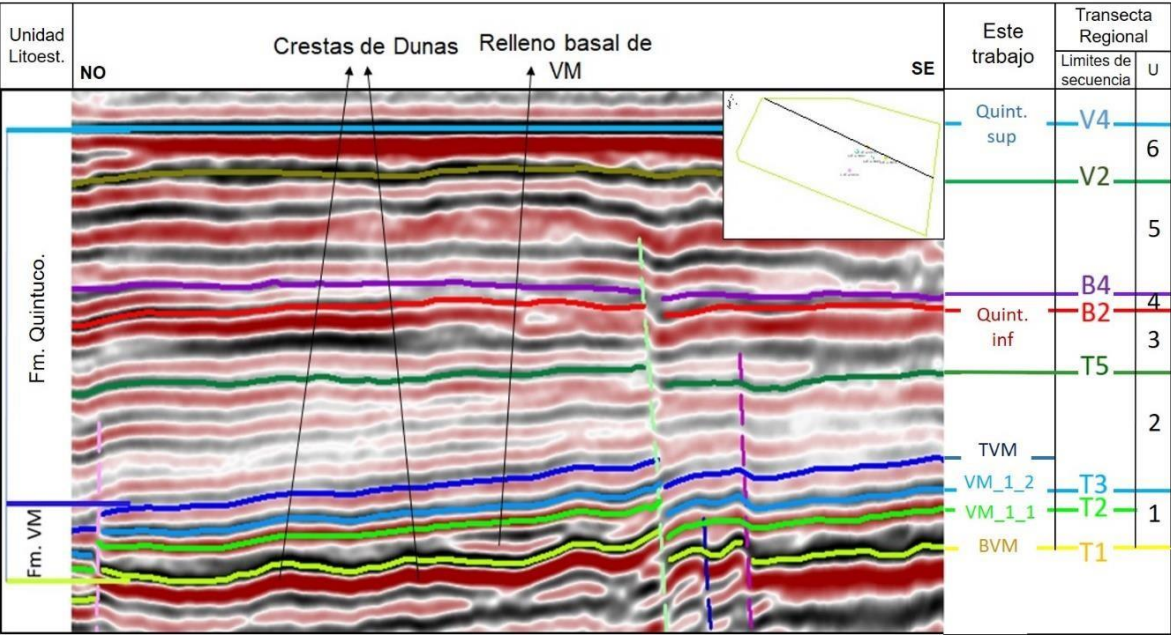


Figura 20. Sección arbitraria NO-SE horizontalizada a la discordancia intravalanginiana (Quintuco sup.), ilustrando unidades litoestratigráficas (izquierda) y secuenciales (1, 2, 3, 4, 5, 6) junto con sus límites (T1, T2, T3, T5, B2, B4, V2, V4) (derecha) según la Transecta regional de la Formación Vaca Muerta. Con flechas se indican los rasgos sísmicos.

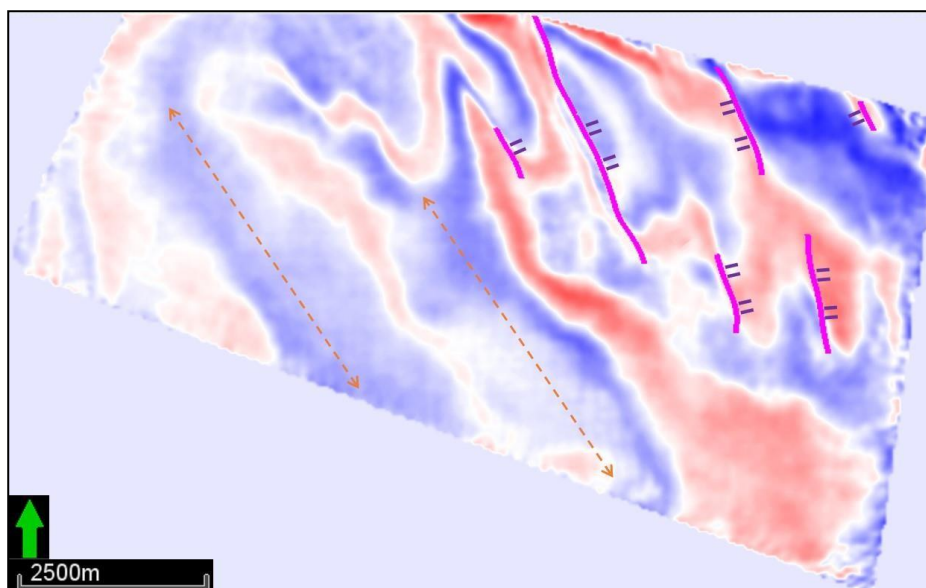


Figura 21. Horizon slice en amplitud a la base de la Fm. Vaca Muerta. Las zonas de alta amplitud (azul) corresponden a la paleotopografía de dunas de la Fm. Catriel (flechas naranjas punteadas a modo de ejemplo), mientras que las de baja amplitud (rojo) indican los senos de las dunas donde se alojan los mayores espesores de la secuencia basal de Vaca Muerta.

Geoquímica

Uno de los pilares fundamentales en este tipo de reservorios es el análisis geoquímico y las conclusiones derivadas.

La Fm. Vaca Muerta exhibe porcentajes medidos de gas total entre 1 y 15% aproximadamente y rastros de hidrocarburos (ver tabla 2).

Las mediciones de COT han dado valores promedio sobre 20 m de coronas del pozo LJE.x-1010 de 6.7% para la sección basal de la formación, con un máximo de 10.6%. Para LJE.x-1014 el COT a partir de 110 m de cutting tiene un valor promedio de 2.5% y un máximo de 5.4%.

Sobre estos dos pozos se realizaron además ensayos de Pirólisis. El **Potencial de Generación**, visto como la calidad de la roca madre, puede ser determinado visualmente a partir de gráficos binarios COT% vs S1+S2. Para los sondeos mencionados los resultados colocan a Vaca Muerta como una roca madre buena (figura 22).

Los datos puntuales de coronas muestran mejores indicadores que los de cutting debido a que este último a una mezcla y arroja mayormente tendencias promedio.

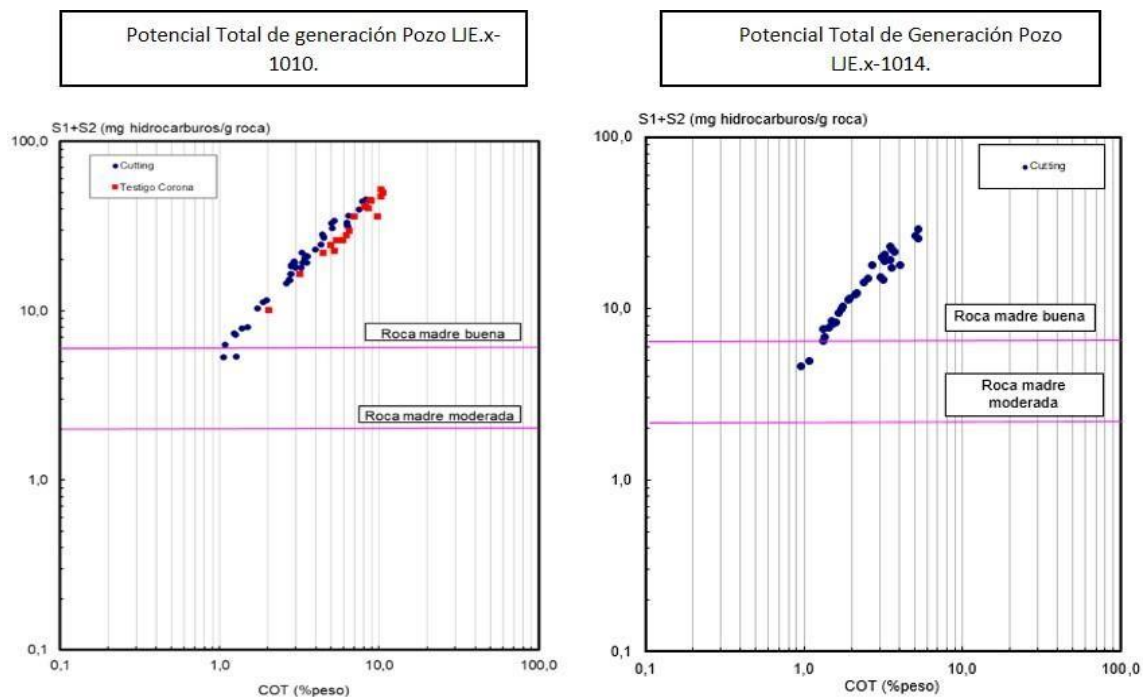


Figura 22. Potencial de generación estimado partir de los picos S1 y S2 de la pirólisis y el contenido orgánico.

A su vez se clasificó el **tipo de querógeno** a partir de los índices de hidrógeno (IH) y oxígeno (IO), resultando mayormente en tipo II que es generador de petróleo. (Figura 23).

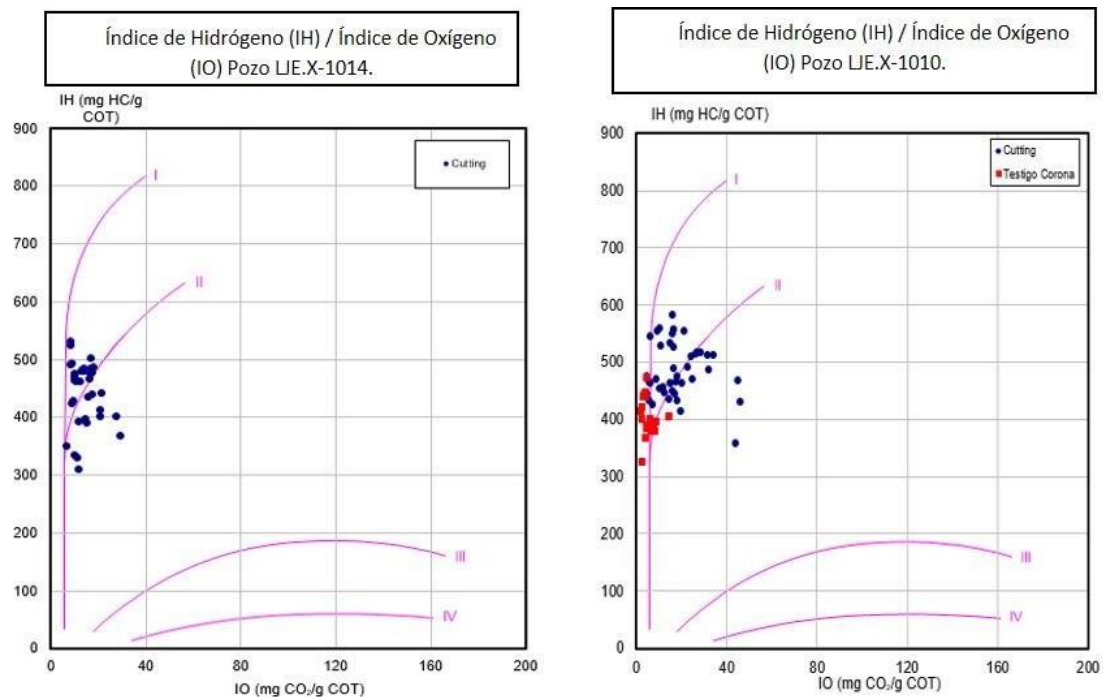


Figura 23. Clasificación del querógeno. Los querógenos I y II son generadores primarios de petróleo mientras que el III lo es de gas.

Finalmente, con la estimación de la **madurez térmica** a partir de la Tmax e Índice de producción a partir de la pirólisis fue posible determinar que la formación se encuentra en ventana de petróleo (figura 24). Esto concuerda con las mediciones de Roe (Vitrinita equivalente) con valores entre 0.7 y 0.9 que también indica ventana de petróleo. La ubicación del área Loma Jarillosa Este dentro de las ventanas a escala regional se ilustra en la figura 25.

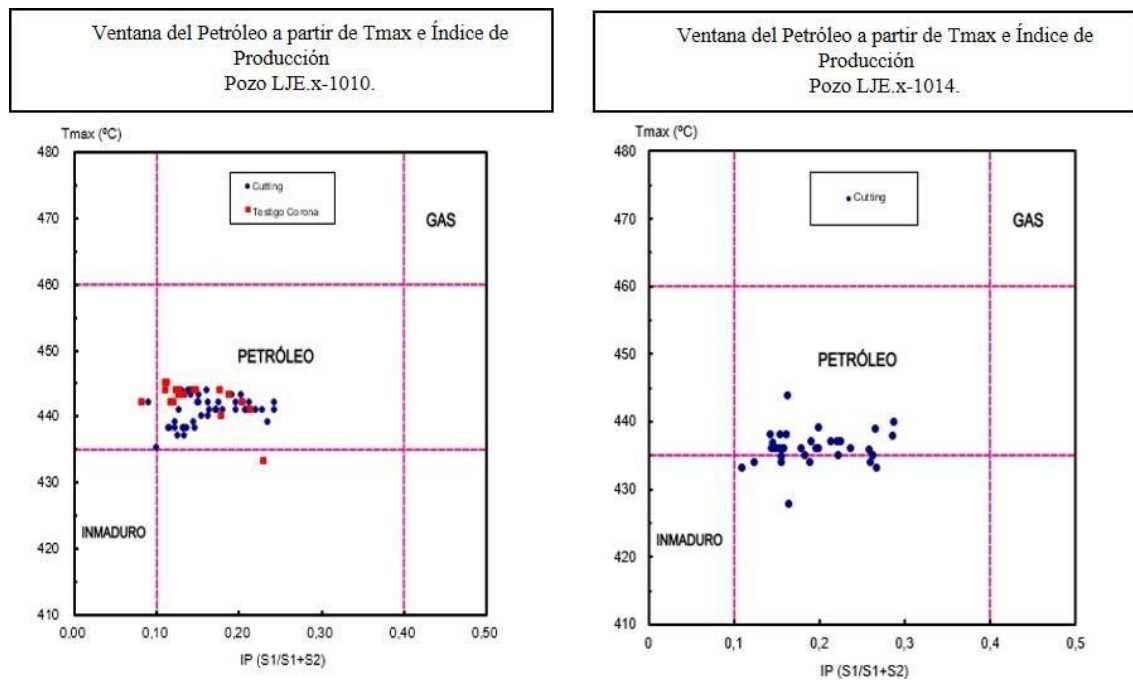


Figura 24. Estimación de la madurez térmica a partir de los datos de Tmax e Índice de Producción (IP) de la pirólisis. El tipo de materia orgánica también debe considerarse.

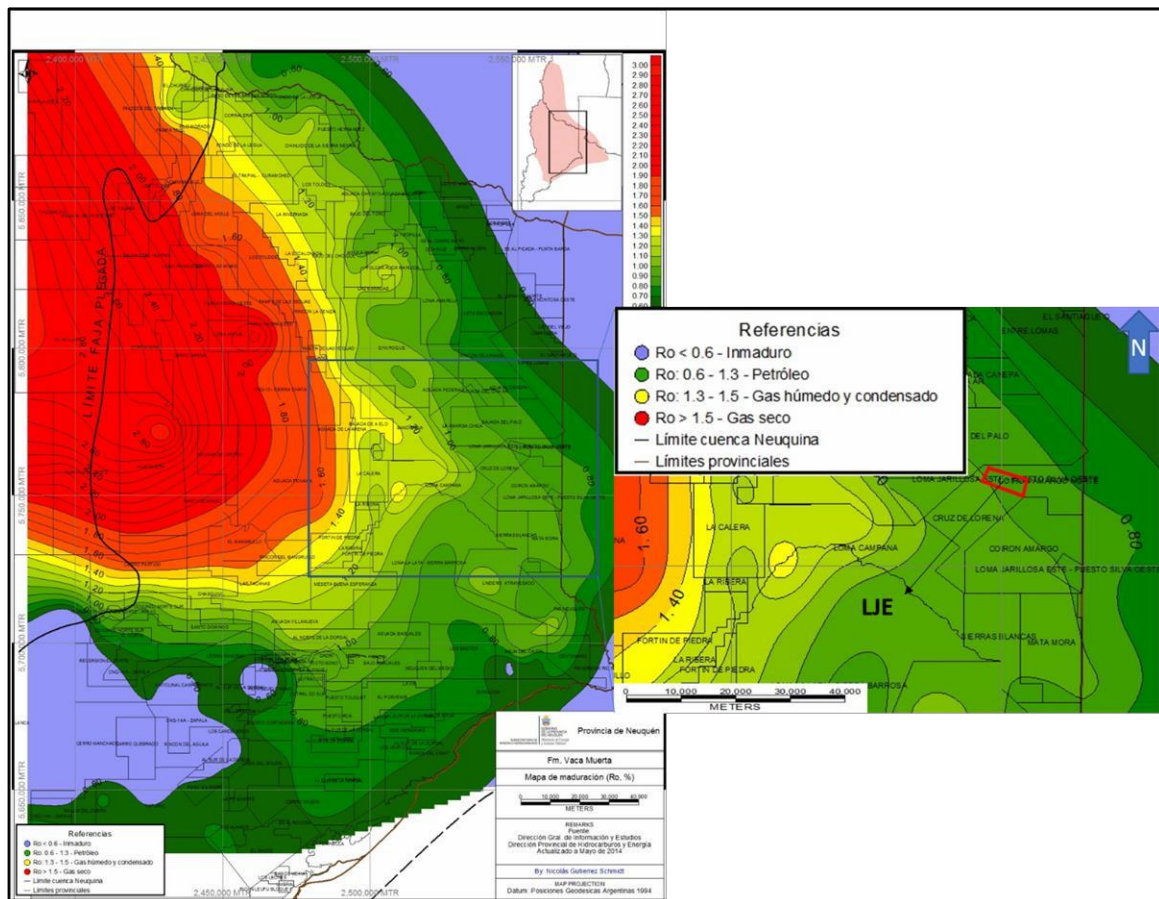


Figura 25. Ubicación del bloque LJE dentro de las ventanas de madurez para la formación Vaca Muerta. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

RESULTADOS

Para un mejor seguimiento serán presentados en primer lugar los mapas estructurales e isopáquicos obtenidos del intervalo sísmico ocupado por la Fm. Vaca Muerta. Este acercamiento inicial dará una idea de la estructura a la cual nos enfrentamos. A continuación, los atributos estructurales y estratigráficos obtenidos a partir del cubo de amplitudes sísmicas, extraídos y presentados sobre los horizontes interpretados, permitirá la primera aproximación cualitativa al volumen de interés según las características definidas por cada uno de ellos. Posteriormente, nos referiremos a las propiedades geofísicas, geomecánicas, y geoquímicas (COT), para lo cual fue utilizado el cubo de impedancias acústicas en conjunto con los perfiles eléctricos apropiados. Serán mostradas cada una de estas propiedades distribuidas en el modelo 3D en profundidad, del cual se extrajeron valores para cada horizonte y mapas isopáquicos para el caso del COT.

Mapas estructurales e isopáquicos

En la sección de la figura 26 se ilustra los horizontes interpretados sobre la Fm. Vaca Muerta a partir de los cuales se confeccionaron mapas estructurales. Estos son: Base Vaca Muerta, MFS, InfraVM_1_1, VM_1_1, VM_1_2 y Techo Vaca Muerta. Son superficies que muestran el mismo estilo estructural, levemente plegadas con cierres contra fallas, buzando hacia el O-SO.

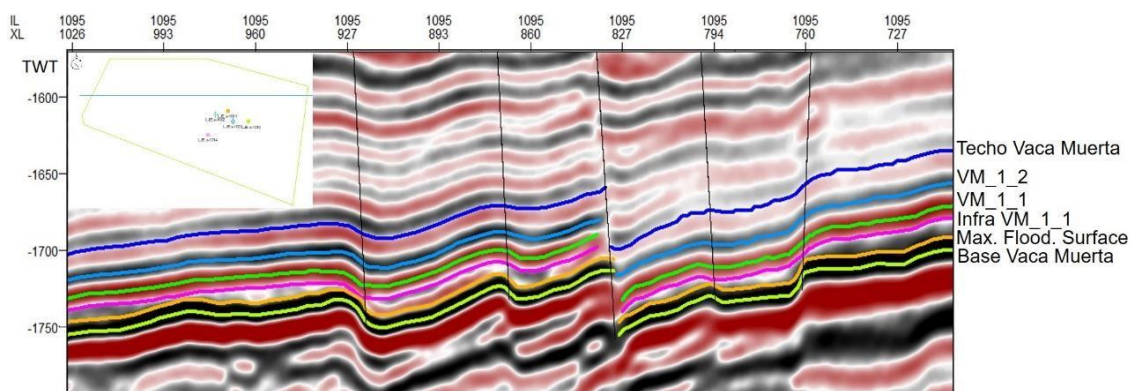


Figura 26. Inline 1095 en tiempo ilustrando los horizontes interpretados en la Fm. Vaca Muerta.

Sobre los mapas estructurales (figura 27) se observa que los rechazos de algunas fallas se van haciendo cada vez más chicos hacia el tope de la formación, desapareciendo incluso dos de ellas.

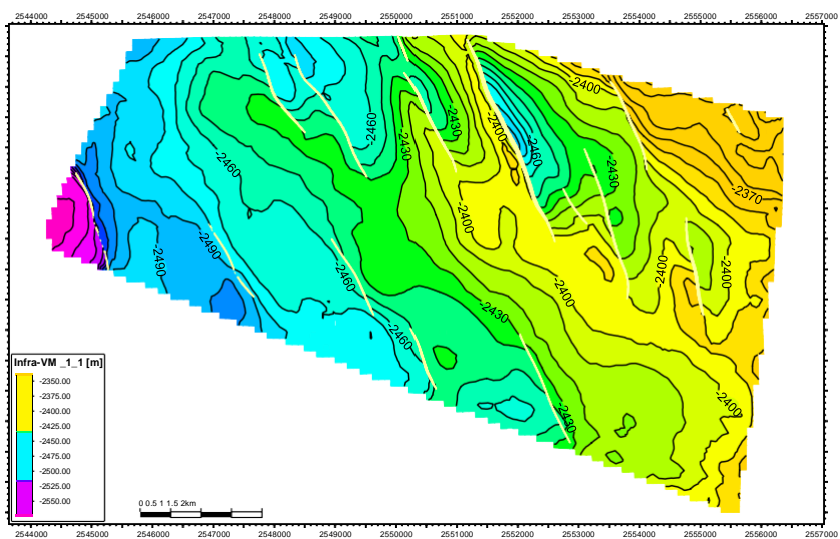
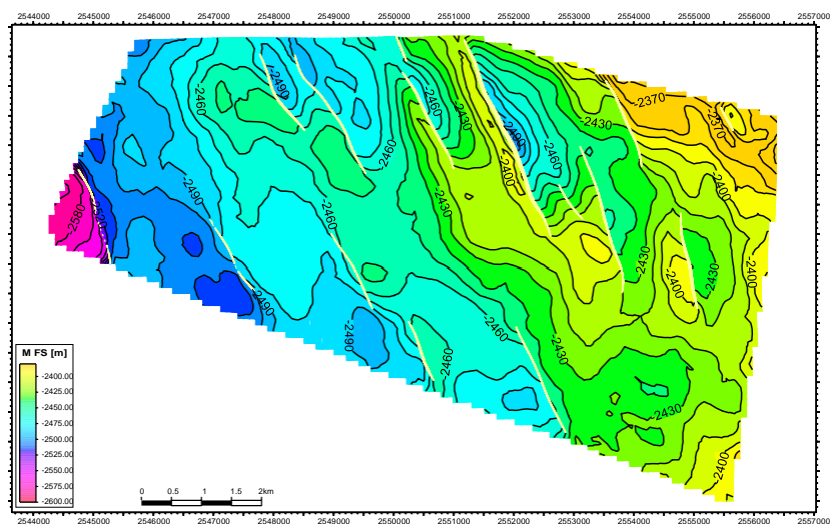
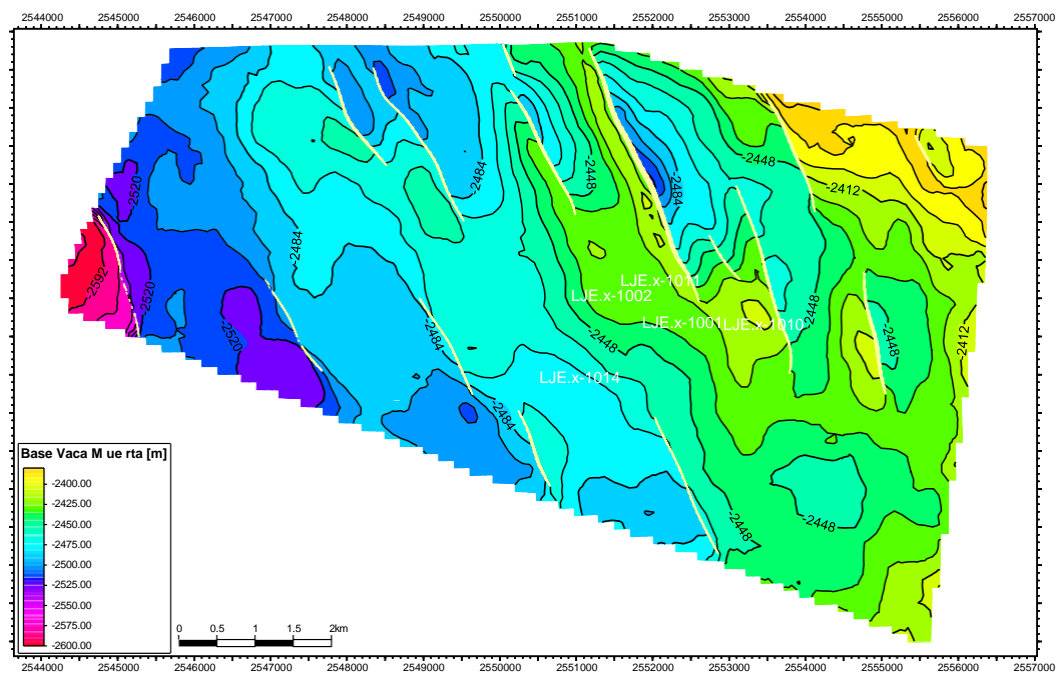


Figura 27a. Mapa estructural a la base del Fm. Vaca Muerta. De arriba a abajo: Base Vaca Muerta, MFS e InfraVM_1_1.

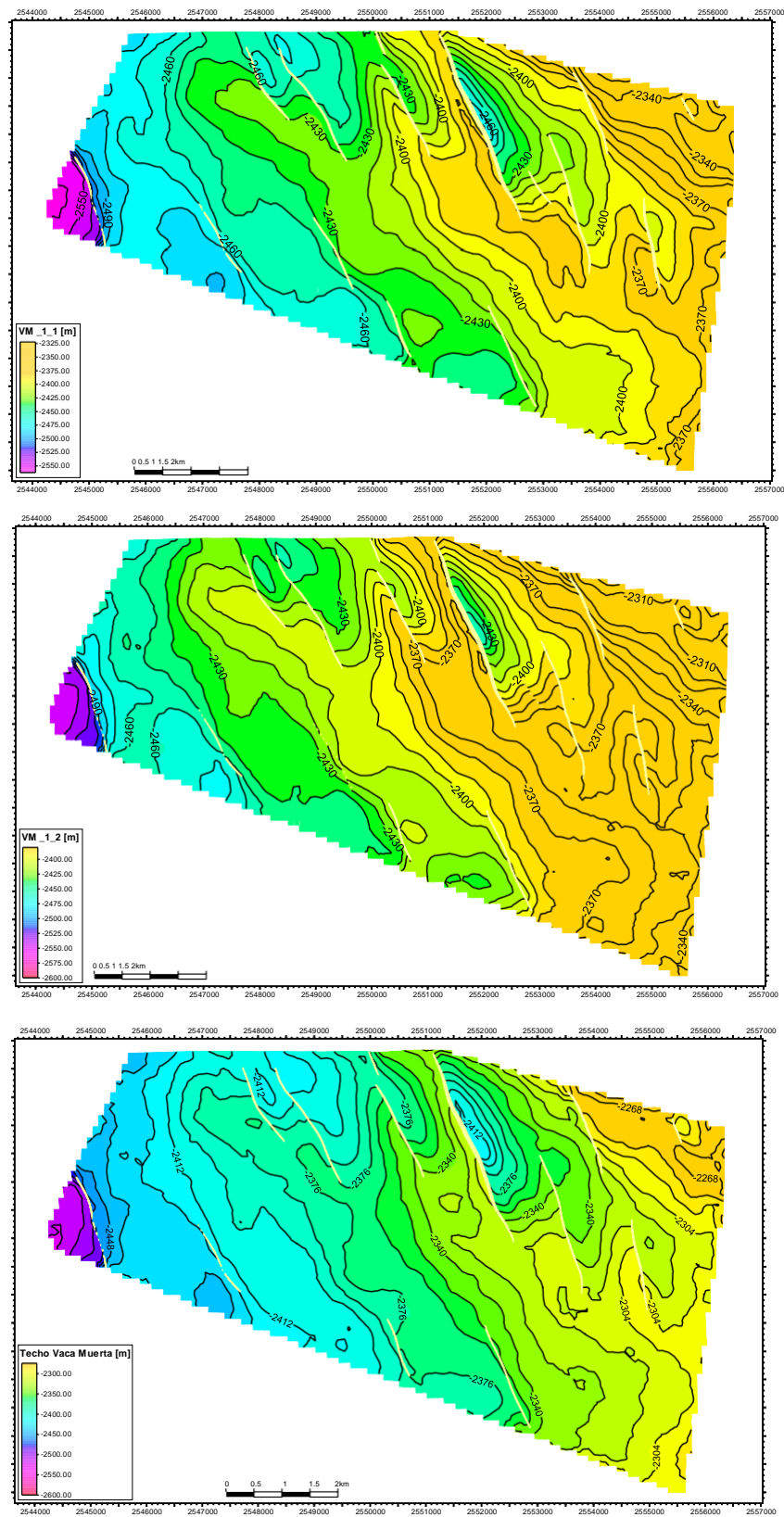


Figura 27b. Mapas estructurales (de arriba a abajo): VM_1_1, VM_1_2 y Techo Vaca Muerta.

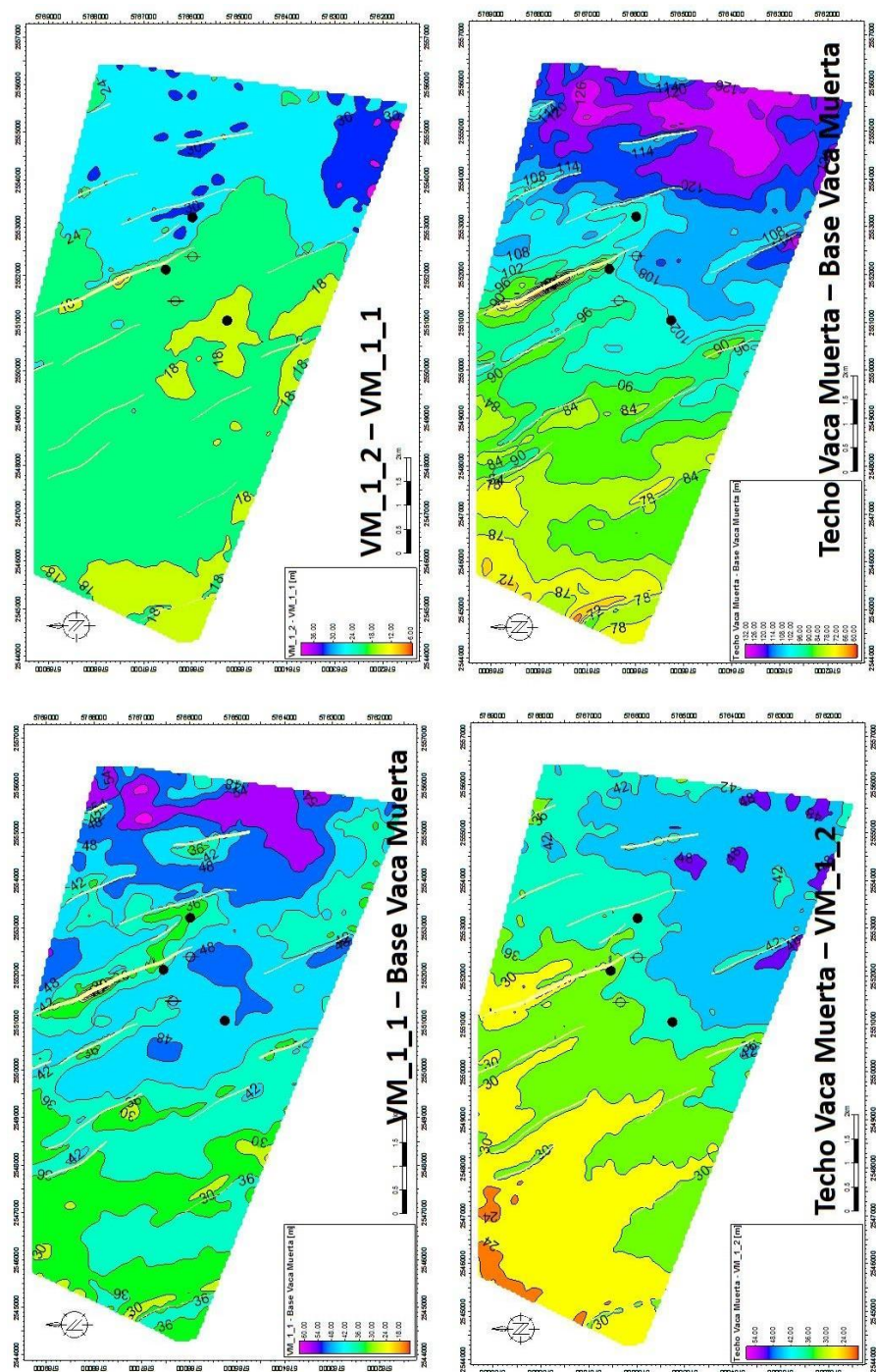


Figura 27. Mapas isopáquicos: VM_1_1-Base Vaca Muerta; VM_1_2-VM_1_1; Techo Vaca Muerta-VM_1_2; Techo Vaca Muerta-Base Vaca Muerta.

En los mapas isopáquicos de la Figura 27, se distingue una clara tendencia de disminución de los espesores hacia el O-NO coincidente con la dirección de progradación de las secuencias observada a nivel regional.

Analizando los perfiles eléctricos de los pozos, identificamos y correlacionamos las diferentes unidades litológicas presentes en nuestra zona de estudio. Utilizamos como guía el Perfil de rayos Gamma para poder identificar las variaciones verticales en contenido de arcillas y así determinar las unidades litológicas presentes. Una vez identificadas cada una de nuestras unidades, dividimos el intervalo correspondiente a las Fm. Vaca Muerta- Quintuco en subintervalos para una mejor caracterización. Los sub-intervalos son: Base de la Fm Vaca Muerta-MFS, MFS-Infra_VM_1_1, Infra_VM_1_1- VM_1_1, VM_1_1-VM_1_2 y VM_1_2-Techo Fm Vaca Muerta. (Figura 28).

Esta subdivisión en intervalos del par Vaca Muerta-Quintuco, se hizo a medida que se fueron siguiendo en las líneas sísmicas los reflectores, con el objetivo de tener mayor detalle a la hora de describir, caracterizar e identificar las variaciones verticales dentro del mismo.

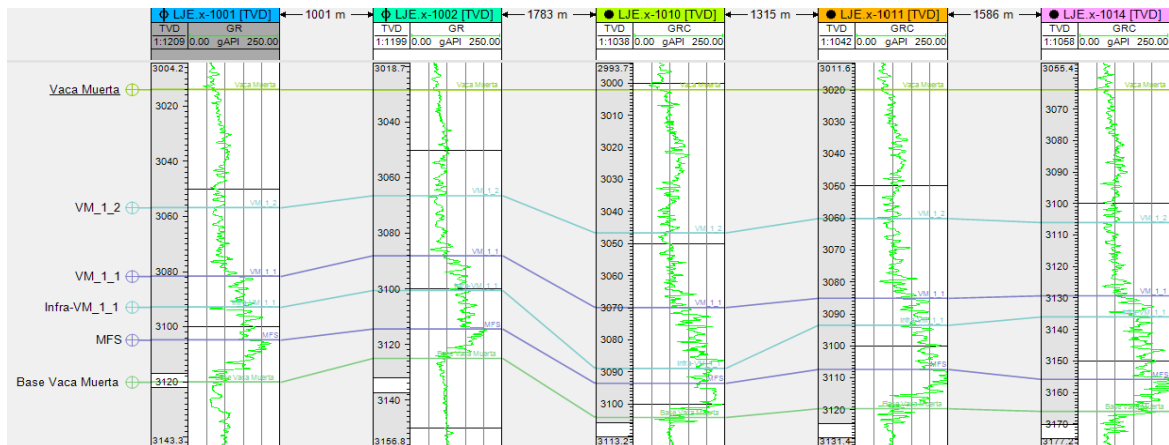


Figura 28. División en subintervalos de la Fm Vaca Muerta y correlaciones a los distintos pozos del área en base al perfil de rayos Gamma

Con los datos de laboratorio de coronas y cutting de los pozos del área, establecimos una correlación entre los mismos para ajustar nuestros resultados y tener un grado de confianza aceptable. (Figura 29)

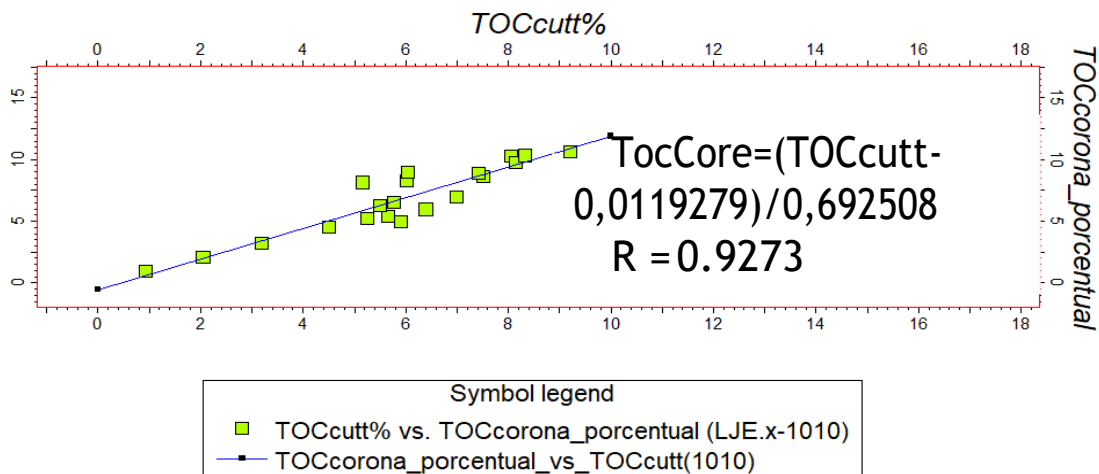


Figura 29. Gráfico, ecuación y coeficiente de correlación entre las muestras de TOC de cutting y de corona.

Debido a que los datos de corona están reducidos a escasos metros con respecto al espesor total de la Fm. Vaca Muerta, y teniendo un coeficiente de correlación de 0,927, se tomaron como válidos los datos provenientes del análisis de cutting, continuos en toda la columna perforada de los niveles de interés.

Caracterización Analítica de Rocas Shale-Gas.

Las principales técnicas de caracterización analítica de una roca shale en laboratorio son: TOC, XRD, análisis de gas adsorbido, Ro, descripción de corona, petrografía de secciones delgadas y microscopia electrónica, perfilajes de pozos, imágenes de pozos. En el presente trabajo, nos basamos principalmente en los datos de perfiles eléctricos así como también en los datos mineralógicos de los pozos en nuestra área, con el objetivo de llegar a poder determinar cuál es la zona más rica en materia orgánica.

Respuesta de los Perfiles en No Convencionales.

Las variaciones verticales de COT se compararon con los diferentes perfiles de los pozos: COT vs. DTC, COT vs. Densidad, COT vs. Neutrón, COT vs Rayos Gamma Espectral, COT vs. Uranio, COT vs. Impedancia acústica, Gamma Ray vs. Gamma Uranio, Gamma Ray vs. Resistividad.

- *Rayos Gamma espectral (U)*. Ayuda a diferenciar litologías con potencial no convencional (shales, tight), de reservorios convencionales, arenas o carbonatos. En la Fm. de estudio (Vaca Muerta), Querógeno Tipo II, se puede vincular directamente el contenido de Uranio con el porcentaje de materia orgánica. Se realizó una regresión de COT vs. Gamma Espectral. A partir de los pozos LJE.x-1010 y 1011 que tenían datos de Gamma Uranio se realizó el ploteo de los éstos valores vs. los de COT de cutting demostrando un patrón similar (figuras 32, 33 y 34).

En ambos pozos los perfiles muestran una clara disminución de los valores tanto de COT como de Gamma Uranio desde la base hacia el techo de la Fm. Vaca Muerta.

Para el análisis de las variaciones verticales en la Fm. Vaca Muerta, se procedió a superponer para cada pozo diferentes tracks con los datos de las respectivas muestras de COT de cutting. Una vez ubicados los tracks para el intervalo base-techo de la Fm. Vaca Muerta, se dividió en subintervalos denominados I, II, III, IV y V según tendencias verticales (Figura 30).

A grandes rasgos todos los perfiles ajustan bien a las tendencias mostradas por las muestras de COT de cutting, sin embargo hay algunas que ajustan mejor que otras como se describieron en las regresiones previas. Los intervalos

										● LJE x-1011 [MD]	
MD	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	
1:1389	-0.41	7.66	-0.41	7.66	-0.41	7.66	-0.41	7.66	0.10	10.00	
	GRC	TOCPasseyNuev	DTC	RHOB	NPHI	URAN		RES90	IA_vmCorr Pozo		
	30.00 gAPI 230.00	-5.00	18.00	60.00 us/ft 100.00	2.7000 g/cm3 2.3000	0.0500 m3/m3 0.3800	-5.00 ppm 18.00	4.0000 ohm.m 1.100.0000	41.000.00	22.000.00	

45

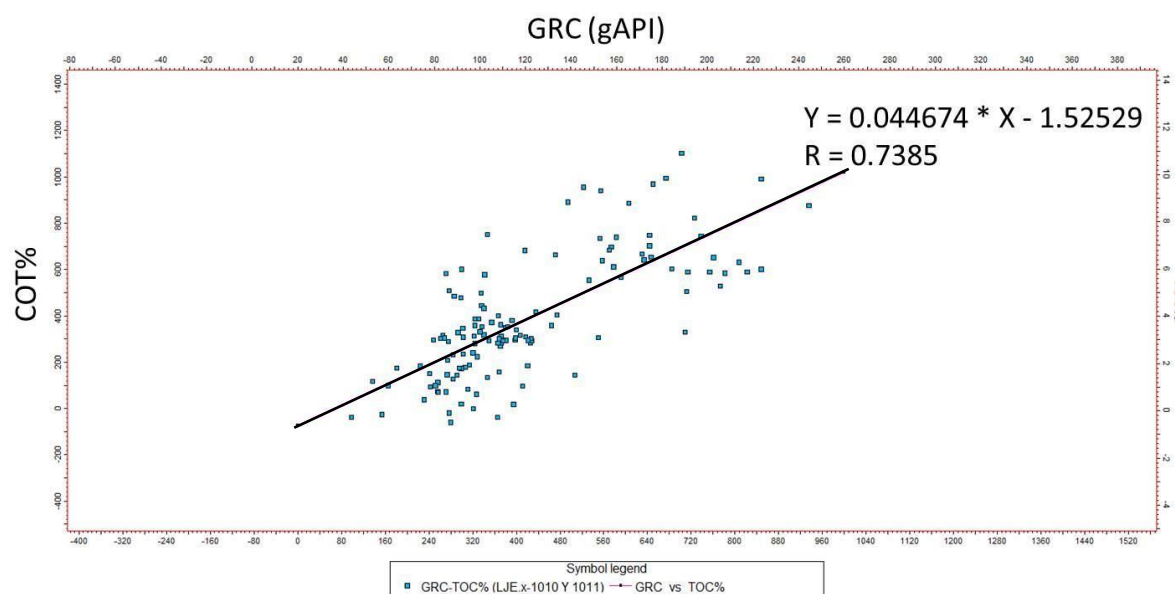


Figura 32. Regresión de tipo lineal entre Gamma Ray y COT%.

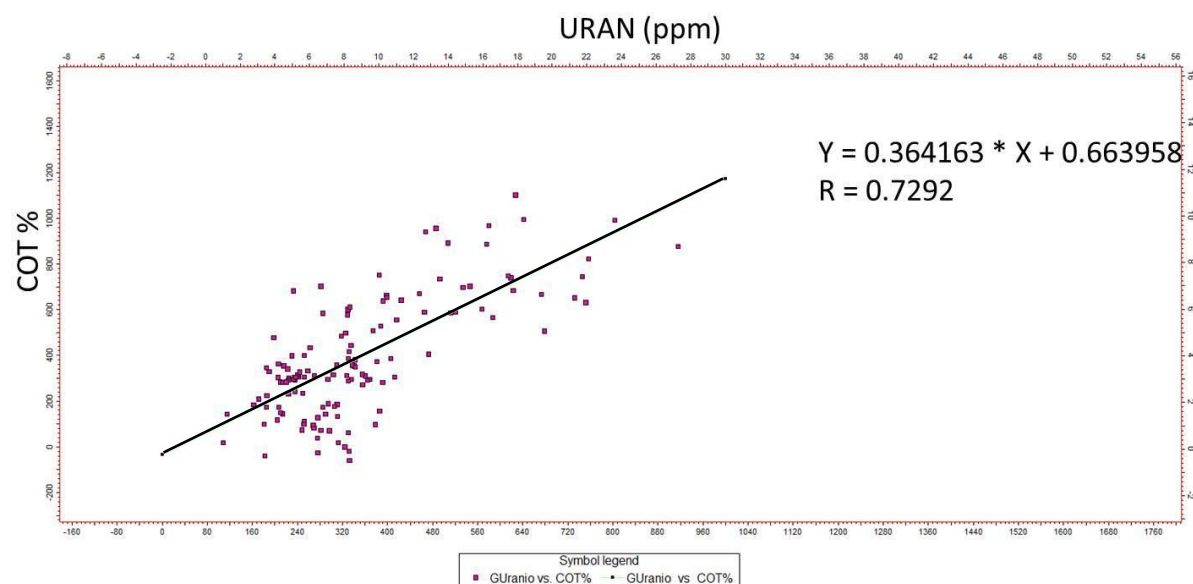


Figura 33. Regresión de tipo lineal entre Uranio (ppm) y COT%

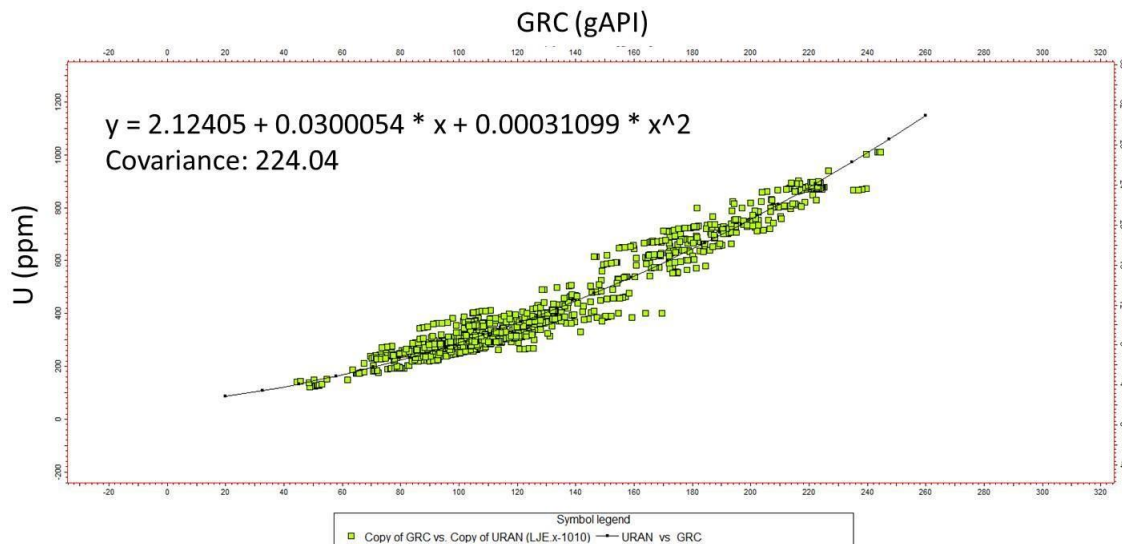


Figura 34. Regresión de tipo exponencial entre Gamma Ray y Uranio (ppm).

- Resistividad.

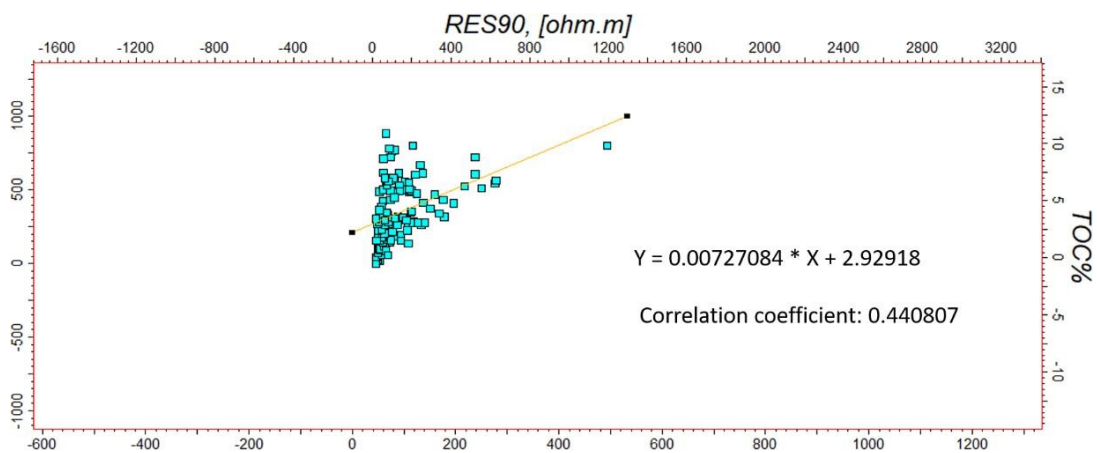


Figura 35. Regresión de tipo lineal entre Resistividad y COT%.

-Densidad. Debido a la baja densidad de grano de la MO, la presencia de ésta tiene un impacto en la densidad total de la muestra, y consecuentemente en la densidad total medida por los logs. Si no hay otras variaciones locales de otros parámetros que pueden afectar la densidad, entonces el log de densidad es útil para construir proxies robustos de COT. Además, su excelente resolución vertical (aprox. 1 pie) permite diferenciar variaciones sutiles de COT verticales.

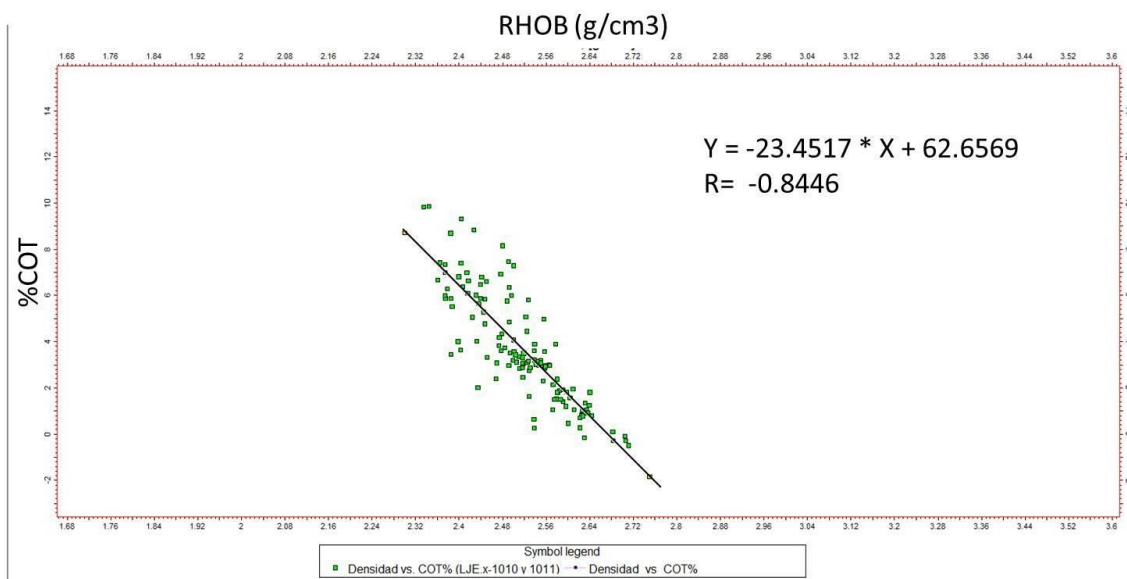


Figura 36. Regresión de tipo lineal entre densidad y COT%.

-**Sónico.** La MO tiene baja velocidad de ondas P entonces el log sónico puede ser calibrado al COT (si no hay otros parámetros que varíen significativamente como porosidad o mineralogía). Su utilidad para determinar COT se refuerza cuando es usado con otros logs.

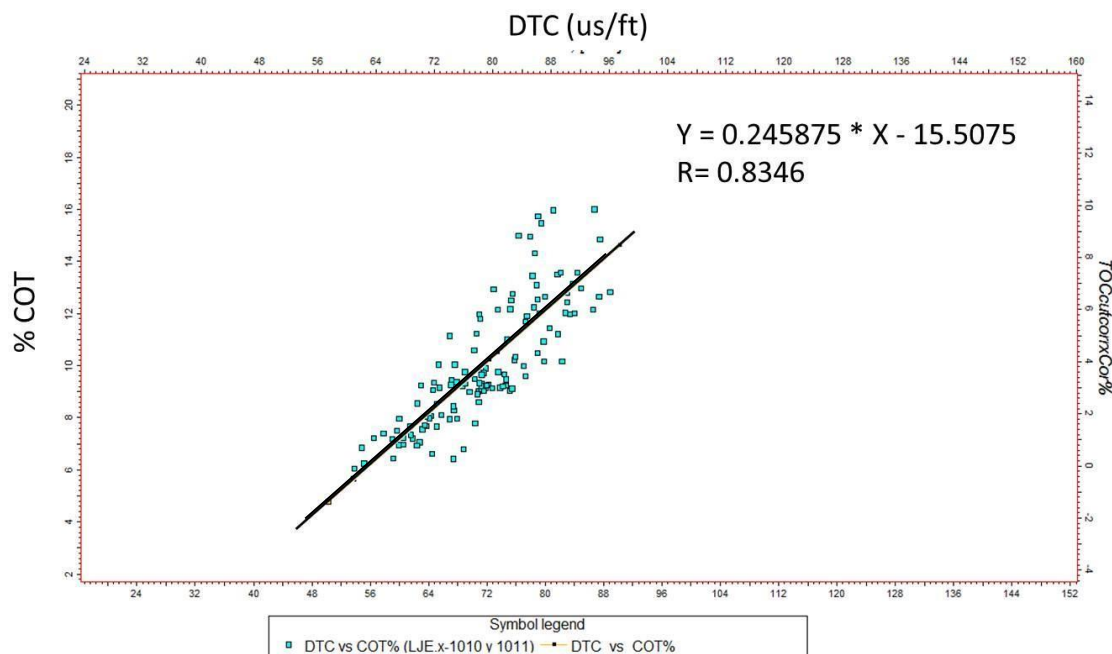


Figura 37. Regresión de tipo lineal entre DTC y COT%.

-**Neutrón.** Es afectado por el hidrogeno en muchas formas (agua de fm, arcillas, MO, e hidrocarburos). Para algunas shale-gas rocas ricas en sílice, el uso estándar de Neutrón/Densidad probó ser útil para detectar intervalos con

alto contenido de gas; pero la técnica tiene poca aplicación cuando la formación no es rica en arcilla, debido al incremento de los iones OH⁻ que resulta en una mayor separación de las curvas Neutrón/densidad enmascarando el crossover de gas.

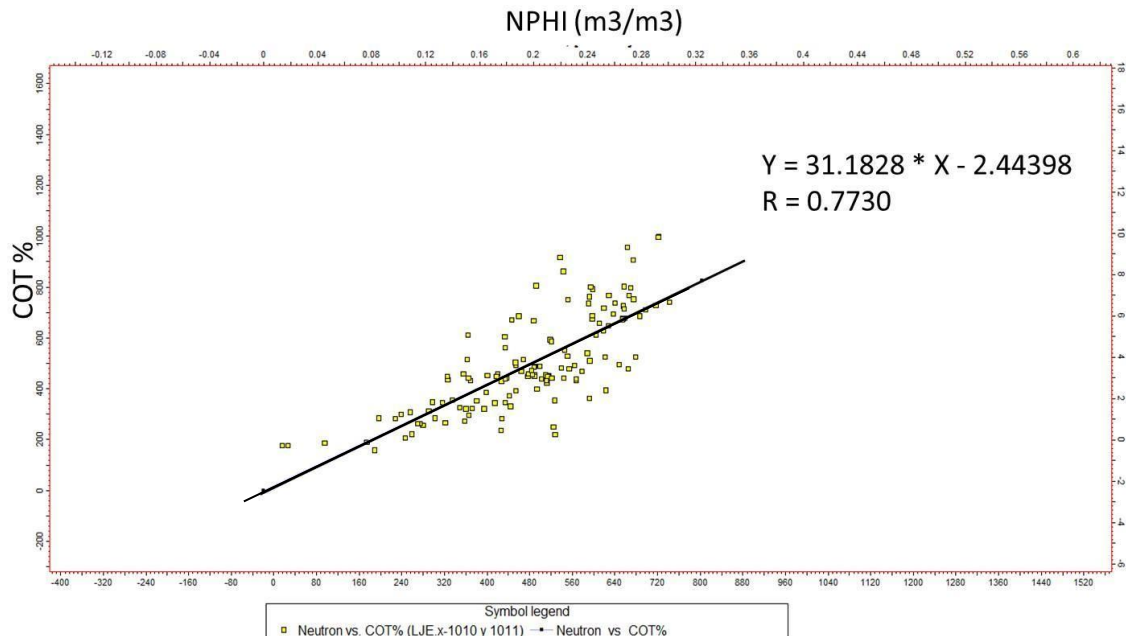


Figura 38. Regresión de tipo lineal entre Neutrón y COT%.

-Impedancia Acústica.

De acuerdo al análisis realizado se observó que la relación que mejor adapta entre el contenido orgánico y la impedancia acústica es una de tipo lineal.

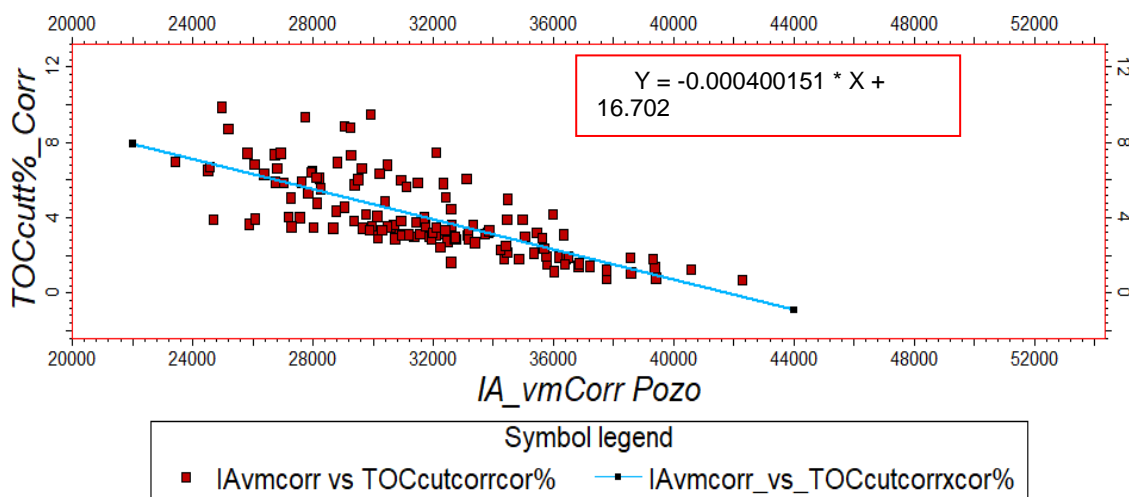


Figura 39. Correlación entre IA y COT a escala de pozos.

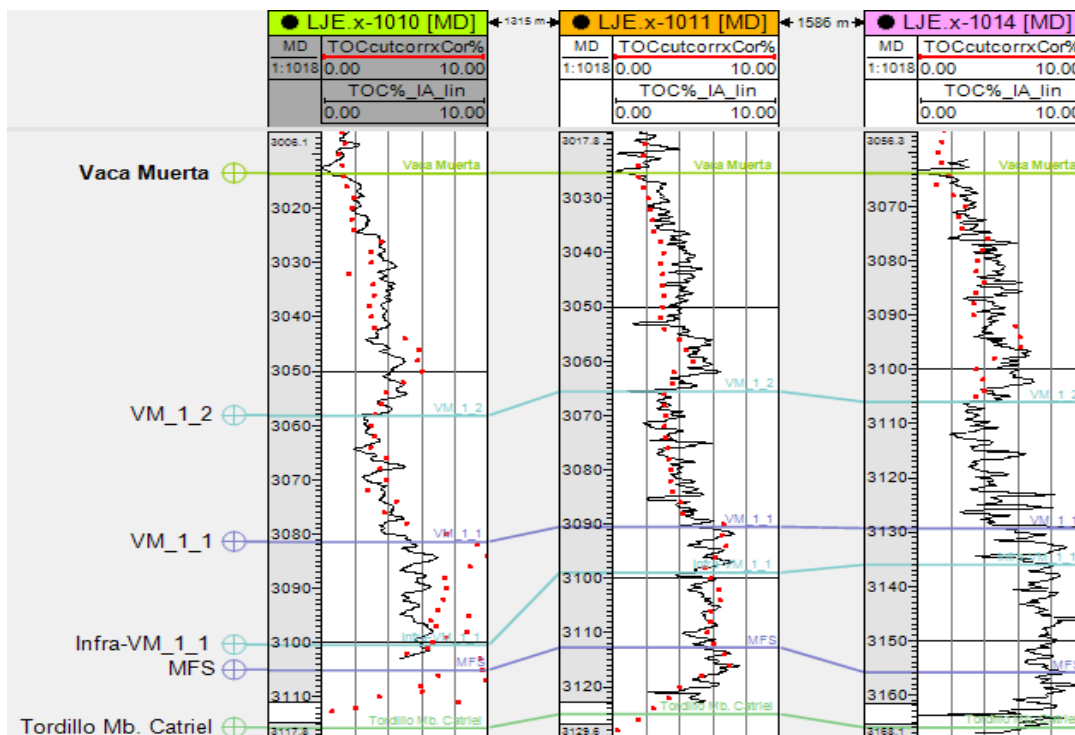


Figura 40. Comparación entre el perfil original (puntos rojos) y calculado (negro) de COT.

Método de Passey.

La técnica $\Delta\log R$ fue propuesta por EXXON Y ESSO (Passey et al., 1990) la cual emplea la superposición de logs de porosidad (sónico, densidad, neutrón) en coordinación aritmética con el log de resistividad en coordenadas logarítmicas con el coeficiente de superposición corregido para identificar y calcular el cot. Con la línea de base apropiada, podemos calcular la distribución $\Delta\log R$ para establecer cuantitativamente las relaciones entre el cot y el $\Delta\log R$

Para la realización del método la fórmula:

$$\text{COT (Passey)} = \Delta\log R * 10^{(2,297 - 0,168 \text{LOM})}$$

Dónde:

$$\Delta\log R = \log(R_t/R_t \text{ baseline}) + 0,02\Delta\text{DTC} - \text{DTC baseline}$$

LOM = Level of Organic Metamorphism. El nivel del metamorfismo orgánico se establece en base a la reflectancia de la vitrinita o con datos de laboratorio. En nuestro caso, se plotearon los valores de S2 vs TOC de laboratorio para determinar el valor de LOM a utilizar, siendo el mismo 8,5 (figura 41)

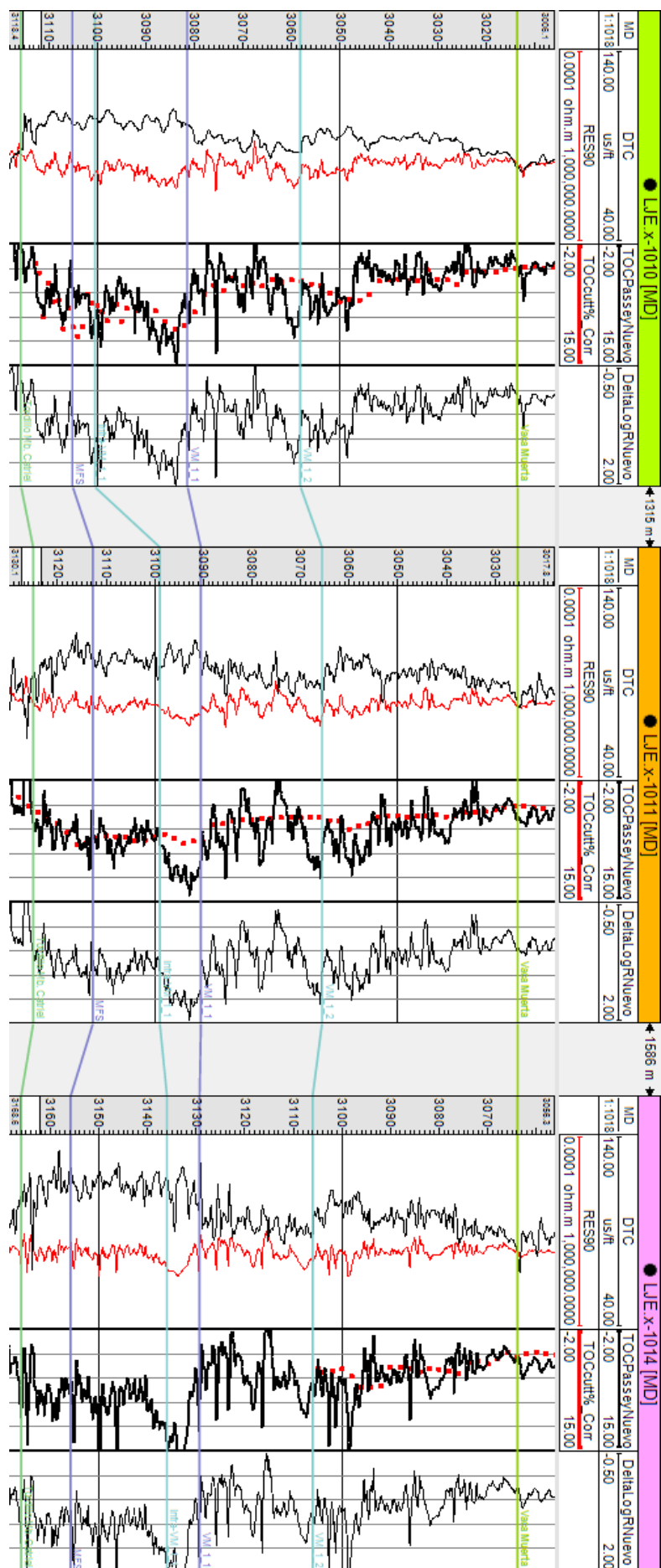
Por otra parte, para determinar el valor de $\Delta\log R$ se utilizaron los perfiles de R_t y Dtc de los pozos LJE.x-1010 y LJE.x-1011.

Analizando el trabajo “Methods of calculating Total Organic Carbon from Well logs and its Application on Rock’s Properties Analysis” de Sun, S.Z., et al. podemos argumentar que la técnica $\Delta\log R$ no se ajusta bien posiblemente a un fallo en la selección de la línea de base.

La técnica de $\Delta\log R$ necesita seleccionar artificialmente una línea de base, lo cual es relativamente complicada y atada a una fuerte subjetividad. Además, el nivel de fondo de cot es diferente regionalmente y difícil de determinar.



Figura 41. Se plotan los valores de S2 en ordenadas y TOC en abscisas de los datos de los pozos LJE.x-1010, 1011 y 1014. Al valor que mejor ajustan es a LOM=8,5.

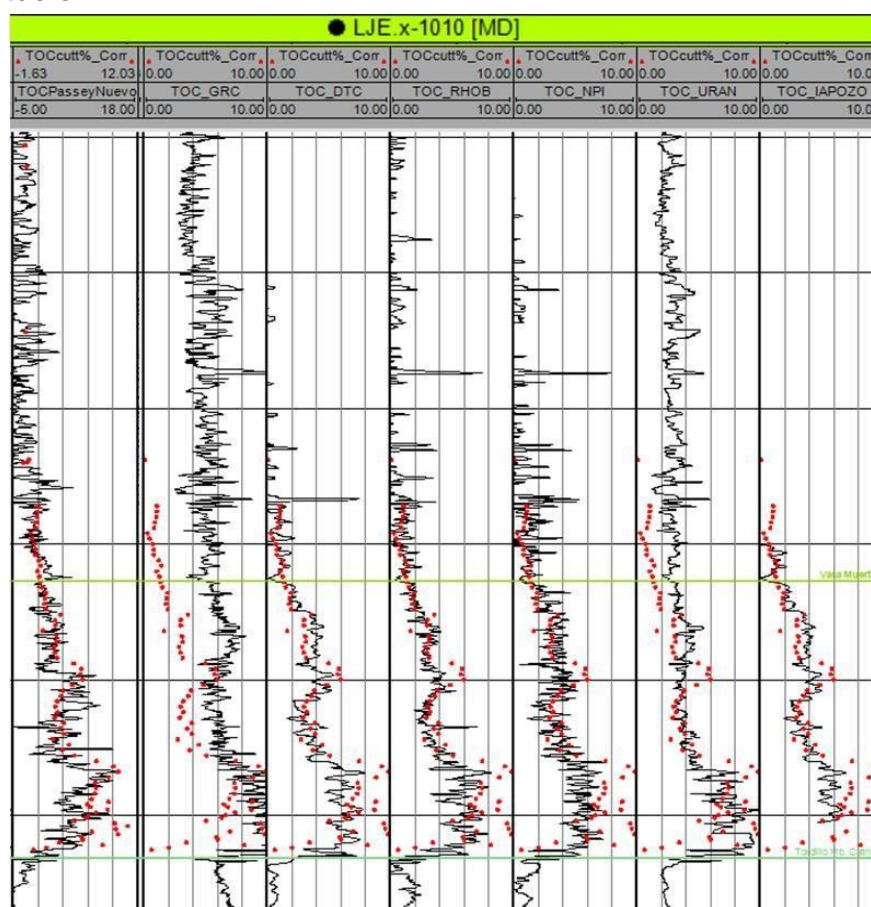


A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, con los valores del coeficiente de correlación de todas las regresiones hechas.

Tabla resumen de las distintas regresiones de perfiles eléctricos vs. COT de cutting	
Perfil	Coef de regresión
Gamma Ray vs. COT	0,7385
Uranio (ppm) vs COT	0,7292
Resistividad vs COT	0,4408
Densidad vs COT	-0,8446
DTC vs COT	0,8346
Neutron vsCOT	0,773
Impedancia acústica vs COT	0,7404

Tabla 1. Comparación entre los diferentes coeficientes de correlación de las regresiones realizadas.

Utilizando los coeficientes de correlación provenientes de las regresiones de los perfiles vs COT de cutting sumado a la correlación visual de las curvas de COT generadas vs. las muestras de laboratorio superpuestas, podemos determinar que los perfiles de densidad y DTC (resaltados en Tabla 1) son los que mejor representan las variaciones verticales de COT en nuestra área de estudio.



● LJE x-1011 [MD]

TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr	TOCcutt%_Corr
-0.41	7.66	0.00	10.00	0.00	10.00	0.00	10.00
TOCPasseyNuev	TOC_GRC	TOC_DTC	TOC_RHOB	TOC_NPI	TOC_URAN	TOC_IAPZO	TOC_IAPZO
-5.00	18.00	0.00	10.00	0.00	10.00	0.00	10.00

Vista Muerta

TOCcutt%_Corr

Como conclusión de estas correlaciones, podemos determinar que en base a los datos de perfiles eléctricos, los perfiles que mejor representan la riqueza orgánica de la Fm Vaca Muerta en nuestra área de estudio son el DTC y densidad. En cuanto al potencial como yacimiento no convencional, se puede distinguir claramente una sección rica en COT desde la base de la Fm. Vaca Muerta hasta la superficie MFS que a priori podría tener potencial de exploración.

La variación mineralógica en los reservorios shale es muy alta. Los plays de shale que contienen más de 50% en peso de cuarzo o carbonato tienden a

tener una respuesta característica a las prácticas de estimulación. Siendo estos valores favorables para la producción de reservorios no convencionales dado el carácter de fragilidad atribuido por estos componentes. Por el contrario una mayor presencia de arcillas le atribuye características más dúctiles a los shales, que pueden disminuir el rendimiento del proceso de fracturación. Asimismo hay que considerar, que una mayor presencia de arcillas también contrae una mayor riqueza orgánica.

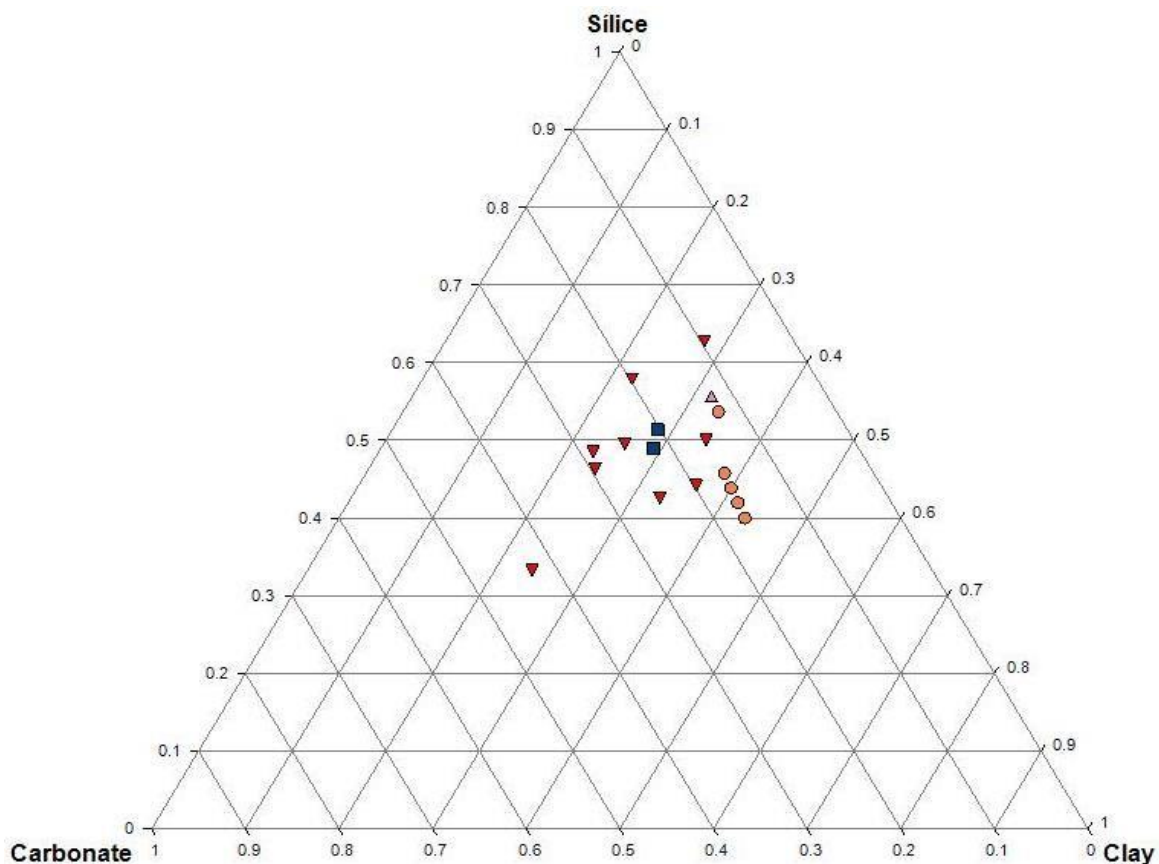


Figura 45. Los triángulos rojos corresponden al intervalo Base VM-MFS, los cuadrados azules a MFS-infra VM_1_1, los círculos naranjas a infra VM_1_1-VM_1_1 y el triángulo naranja a VM_1_2 al techo de la Fm. Vaca Muerta.

En base a los datos mineralógicos que teníamos del área (pozo LJE.x-1010), planteamos en un diagrama ternario los porcentajes normalizados de cuarzo, carbonatos y arcillas de las muestras de nuestro intervalo de interés (figura 45). Los resultados fueron, según la clasificación de Gamero-Díaz et al. 2012, de la siguiente manera: 6 muestras cayeron en el campo de fangolitas mixtas, 5 muestras en el campo de fangolita silíceo mixta, 5 muestras en el campo de fangolita arcillosa/silíceo y 1 en el campo de fangolita silíceo rica en arcilla. En todos los casos las proporciones de los componentes avalan el carácter rico en materia orgánica mostrado anteriormente en base a los perfiles y los cálculos indirectos de COT.

En base a las muestras plotadas, determinamos que si bien hay pequeñas variaciones litológicas verticales evidenciado por haber muestras en distintos

campos según Gamero-Díaz et. al 2012, todas pueden ser consideradas como potenciales reservorios no convencionales.

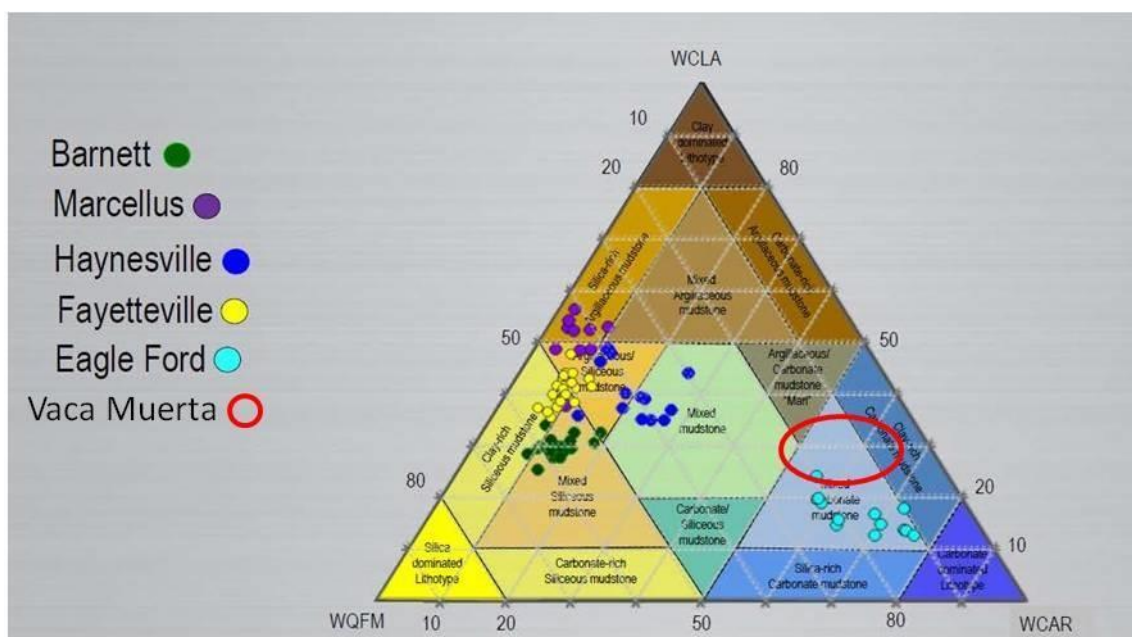


Figura 46. Composiciones mineralógicas de los principales shales no convencional a nivel mundial. Comparando con las muestras de nuestra área, se corresponden proporciones similares de cuarzo, carbonatos y arcillas.

Si hacemos una comparación entre las proporciones de los componentes Arcilla, Cuarzo y Carbonatos, generados a partir del perfil de Rayos Gamma en todo el intervalo de estudio (figura 47), podemos observar claramente que la sección basal correspondiente a Base de Vaca Muerta- VM_1_1 es la más rica en arcillas y luego disminuye notoriamente. Por el contrario, los carbonatos aumentan en forma inversa a los finos. En cuanto al contenido de cuarzo, si bien hay leves variaciones, no son significativas para analizar en este intervalo. Un justificativo y a modo de control, fue comparar en otro track, las muestras de COT porcentual proveniente del cutting de pozo, que corrobora dicha tendencia vertical.

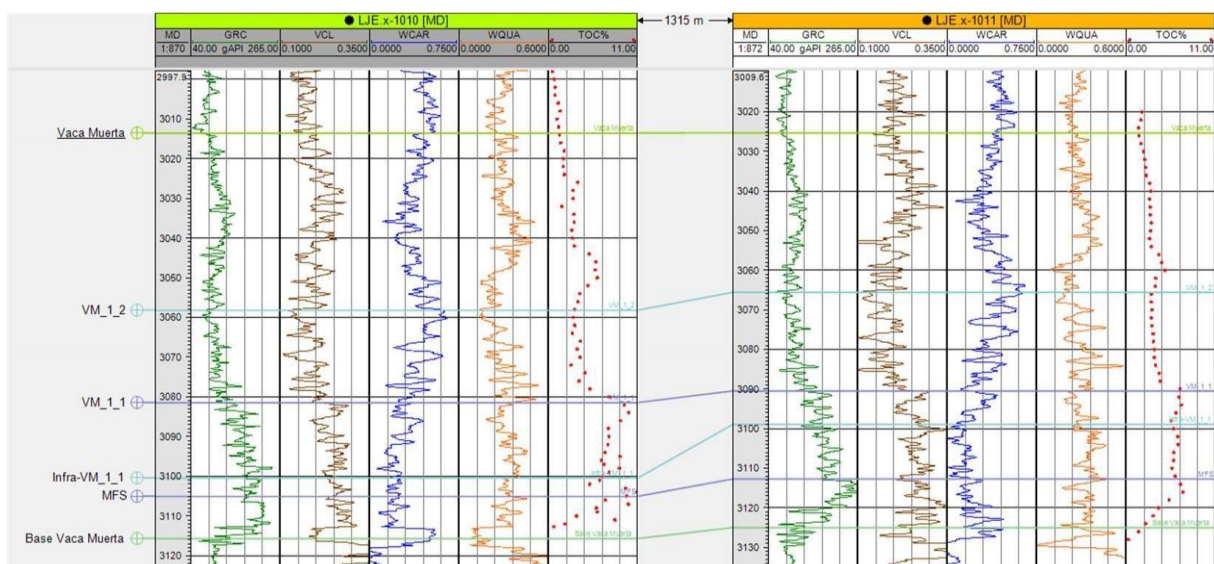


Figura 47. Variaciones verticales de los componentes Arcillas (marrón), Carbonato (azul) y cuarzo (naranja) realizadas en base al perfil de rayos gamma (verde). Comparación con las muestras de cutting de pozo (puntos rojos).

Conclusiones

El modelo depositacional propuesto para la Fm. Vaca Muerta – Quintuco, indica un ambiente de rampa carbonática progradante en sentido NO, con depósitos carbonáticos en posiciones proximales (Fm. Quintuco), gradando hacia abajo y en sentido NO a silicoclásticos y ricos en materia orgánica (Fm. Vaca Muerta).

La unidad litológica Vaca Muerta en el área de estudio progradada en dirección NO y el espesor en el bloque Loma Jarillosa Este es de 100 m aproximadamente.

La configuración estructural se caracteriza por suaves plegamientos y tres trenes de fallas normales de orientación ONO-ESE y que responden a esfuerzos transtensivos dextrógiros.

Basándonos en el marco geológico descrito en los párrafos precedentes, pudimos arribar a las siguientes conclusiones:

- Los perfiles de Resistividad y rayos gamma, registran valores máximos hasta el límite VM_1_1 (niveles inferiores), mientras que luego disminuyen. Sin embargo estos máximos no son expresados tan claramente en las medidas resistivas como en las radioactivas.
- En base a regresiones entre el COT de cutting y los perfiles, se determinó que los perfiles sónico y densidad son los que mejor representan las variaciones verticales de riqueza orgánica.
- Concluimos en delimitar un intervalo de interés o “hot shale” entre la base de la Fm. Vaca Muerta y la superficie VM_1_1.
- La interpretación aplicando el método de Passey, indica mayores valores de COT en el intervalo BVM-VM_1_1, máximo en la superficie MFS.
- Al analizar la composición mineralógica (Arcilla-Cuarzo-Carbonatos), se evidencia un equilibrio entre los tres componentes dando características favorables para su explotación como recurso no convencional.

Anexos

Anexo 1. Tabla con errores del modelo de velocidad

	Pozo	X	Y	Z	Horizonte antes	Diferencia
Techo Quintuco	LJE.x-1010	2553248.4	5765998.1	-1711.39	-1702.16	-9.23
	LJE.x-1002	2551454.2	5766355.9	-1710.40	-1710.83	0.43
	LJE.x-1001	2552386.6	5765993.3	-1704.50	-1704.50	-0.00
	LJE.x-1014	2551043.0	5765272.0	-1735.37	-1724.37	-11.00
	LJE.x-1011	2552038.6	5766544.6	-1713.11	-1704.95	-8.15
Quintuco Inf.	LJE.x-1010	2553220.1	5766002.7	-2005.49	-2012.04	6.55
	LJE.x-1002	2551454.2	5766355.9	-2009.16	-2020.81	11.65
	LJE.x-1001	2552386.6	5765993.3	-2012.50	-2012.50	-0.00
	LJE.x-1014	2551043.6	5765272.5	-2028.40	-2038.18	9.79
	LJE.x-1011	2552013.9	5766540.8	-2008.97	-2016.52	7.56
Techo Vaca Muerta	LJE.x-1010	2553201.8	5765997.7	-2312.42	-2307.70	-4.72
	LJE.x-1002	2551454.2	5766355.9	-2329.72	-2327.26	-2.46
	LJE.x-1001	2552386.6	5765993.3	-2318.33	-2318.33	0.00
	LJE.x-1014	2551044.3	5765275.0	-2362.20	-2351.64	-10.56
	LJE.x-1011	2552003.8	5766540.3	-2325.08	-2319.06	-6.02
Base Vaca Muerta	LJE.x-1010	2553200.4	5765996.0	-2412.84	-2409.45	-3.38
	LJE.x-1002	2551454.2	5766355.9	-2426.40	-2431.63	5.23
	LJE.x-1001	2552386.6	5765993.3	-2424.50	-2424.50	-0.00
	LJE.x-1014	2551044.0	5765276.4	-2464.37	-2467.11	2.74
	LJE.x-1011	2552003.6	5766540.2	-2424.79	-2423.07	-1.71

Anexo 2. Pozos y características de la Fm. Vaca Muerta.

	LJE.x-1001 (1990)	LJE.x-1002 (1991)	LJE.x-1010 (2012)	LJE.x-1011 (2012)	LJE.x-1014 (2012)
Objetivo original	Exploratorio-productivo (Sas. Blancas y Quintuco)	Evaluación de producción (Sas. Blancas)	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta
Profundidad (m)	3015 – 3114	3028 – 3125	3010 – 3114	3024 – 3125	3056- 3166
Mineralogía	Margas, limosa y bituminosa hacia la base	Margas	Margas masivas, bituminosas en la base; calcita en microfisuras	Margas algo compactas, dolomítica y bituminosa en la base; calcita en microfisuras	Margas masivas
Rastros / Impregnaciones	Petróleo, abundantes sobre la sección inferior	Petróleo	Petróleo; cuttings exhiben burbujas de gas	Petróleo	Petróleo; restos carbonosos
Fluorescencia	Si	Baja a moderada	Buena	Si	Abundante en la base
Gas (%)	0,8 a 10% en la base	1 a 10% en la base	0,9 a 10% en la base	1 a 12% en la base	2 a 16% en la base
Cromatografía	C1 79%, C2 12%, C3 6,8%, C4 1,2%	C1 79%, C2 12%, C3 6%, C4 3%	C1 70%, C2 15%, C3 9%, C4 6%	C1 74%, C2 10%, C3 6%, C4 2%	C1 85%, C2 8%, C3 6%, C4 1%

Bibliografía

Dominguez R. F., Octavian C., 2016, Organic-rich Stratigraphic Units in the Vaca Muerta Formation, and their Distribution and Characterization in the Neuquen Basin (Argentina), Unconventional Resources Technology Conference, Texas, USA.

Gonzalez G., Vallejo M. D., Kietzmann D., Marchal D., Desjardins P., González Tomassini F., Gomez Rivarola L., Domínguez R. F., 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos; Instituto Argentina del Petróleo y del Gas, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Leanza H. A., 2009, Las Principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie, Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales, Buenos Aires.

Leanza H. A., Arregui C., Carbone O., Danieli J. C., Vallés J. M., 2011, Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Asociación Geológica Argentina, Buenos Aires.

Legarreta L., Villar H. J., 2015, The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic - Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics, Unconventional Resources Technology Conference, Texas, USA.

Mitchum R. M. and Ulliana M. A., 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina, in B. R. Berro, and D.G. Wooverton (eds.), Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir, p. 255-274.

Passey Q. R., Bohacs K. M., Esch W. I., Klimentidis R., y Sinha S., 2010, From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, ExxonMobil Upstream Research Co., CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China.

Reijenstein H. M., Posamentier H. W., Fantin M., Gonzalez Tomasini F., Lipinski C., 2014, Vaca Muerta Seismic stratigraphy and Geomorphology: regional architectural trends for unconventional exploration; IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, Mendoza, Argentina.

Sun, S. Z. et al., 2014, Methods of Calculating Total Organic Carbon from Well Logs and its Application on Rock's Properties Analysis.